OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
MOTIFS DE LA DÉCISION

Relative à une demande aux termes de
la Loi sur l'Office national de l'énergie

d'Hydro-Québec

Janvier 1985

NATIONAL ENERGY BOARD
REASONS FOR DECISION

In the Matter of an Application Under
the National Energy Board Act

of

Hydro-Québec

January 1985

©Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1985

N° du Cat. NE22-1/1985-1
ISBN 0-662-3500-6

Exemplaires disponibles auprès du:

Secrétariat
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 992-3972

Imprimé au Canada

©Minister of Supply and Services Canada 1985

Cat. No. NE22-1/1985-1
ISBN 0-662-5-3500-6

Copies are available on request from:

Secretariat
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E5
(613) 992-3972

Printed in Canada

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la Loi sur l'Office national de l'énergie et à ses règlements d'application; et

RELATIVEMENT À une demande présentée par Hydro-Québec en vue d'obtenir des licences d'exportation de puissance et d'énergie électriques, conformément à la partie VI de ladite Loi, et un certificat de commodité et de nécessité publiques, conformément à la partie III de ladite Loi, déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1923-4/Q2-11

ENTENDUE à Montréal, Québec les 1, 2 et 3 octobre 1984

Recital and Appearances

IN THE MATTER OF the National Energy Board Act and the Regulations made thereunder; and

IN THE MATTER OF an application by Hydro-Québec for licences to export electric power and energy, pursuant to Part VI of the said Act, and for a certificate of public convenience and necessity, pursuant to Part III of the said Act, filed with the Board under file number 1923-4/Q2-11.

HEARD in Montréal, Québec on 1, 2 and 3 October 1984

DEVANT :
BEFORE :

J.L. Trudel	Membre présidant Presiding Member
A.B. Gilmour	Membre Member
W.G. Stewart	Membre Member

ONT COMPARU
APPEARANCES

P.R. Fortin G. Marchand	Hydro-Québec
W.W. Davidson	La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick The New Brunswick Electric Power Commission
M. Greene	Newfoundland and Labrador Hydro – Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited
M. Hare	Ontario Hydro
N. Markettos J.M. Johnson	Ministère de l'énergie de l'Ontario Minister of Energy for Ontario
J. Robitaille	Procureur général du Québec Attorney General for Québec
L. Meagher D. Tremblay	Office national de l'énergie National Energy Board

	page
Exposé et comparutions	i
Liste des Annexes	iv
Abréviations utilisées dans le rapport	v
1. Historique	1
2. Licences détenues par Hydro-Québec	3
2.1 État du Vermont	3
2.2 État de New York	3
2.3 États de New York et de la Nouvelle-Angleterre	4
2.4 États de la Nouvelle-Angleterre	5
3. La demande	7
3.1 Licences	7
3.2 Limite des licences demandées	7
3.3 Certificat	8
4. Les contrats	9
4.1 Contrat d'électricité garantie	9
4.2 Convention d'interconnexion	9
4.3 Comité d'exploitation	10
5. La preuve: Exportation de puissance et d'énergie	11
5.1 Les charges au Québec	11
5.2 Programme d'équipement	11
5.3 Charge, approvisionnement et excédent	12
5.4 Marché d'exportation	14
5.5 Offres d'électricité aux services canadiens	15
5.6 Prix	16
5.6.1 Prix d'exportation	16
5.6.2 Coûts canadiens	18
5.6.3 Coût de service équivalent au Canada	19
5.6.4 Coût d'opportunité sur le marché américain	20
5.6.5 Revenus	22
5.7 Effets sur l'environnement	22
6. La preuve: Ligne internationale de transport d'électricité	23
6.1 Sélection du tracé général	23
6.2 Tracé retenu	24
6.3 Caractéristiques techniques	25
6.3.1 Ligne internationale de transport d'électricité	25
6.3.2 Modifications aux postes existants	25
6.3.3 Normes	25
6.4 Évaluation du coût d'immobilisations	25
6.5 Justification économique	26
6.6 Impact sur l'environnement	26
6.6.1 Impact visuel et fonctionnel	27
6.6.2 La flore et la faune	27
6.6.3 Brouillage électromagnétique	27

	page
Recital and Appearances	i
List of Appendices	iv
Abbreviations used in the Report	v
1. Background	1
2. Licences Held By Hydro-Québec	3
2.1 State of Vermont	3
2.2 State of New York	3
2.3 State of New York and New England States	4
2.4 New England States	5
3. The Application	7
3.1 Licences	7
3.2 Licence Limits	7
3.3 Certificate	8
4. The Contracts	9
4.1 Firm Power Contract	9
4.2 Interconnection Agreement	9
4.3 Operating Committee	10
5. The Evidence: Power and Energy Exports	11
5.1 Québec Loads	11
5.2 Generating Capacity and Additions	11
5.3 Load, Supply and Excess Power and Energy	12
5.4 Export Market	14
5.5 Offers to Canadian Utilities	15
5.6 Prices	16
5.6.1 Export Prices	16
5.6.2 Canadian Costs	18
5.6.3 Cost for Equivalent Service to Canadians	19
5.6.4 Alternative Cost in the United States Market Area	20
5.6.5 Revenue	22
5.7 Environmental Effects	22
6. The Evidence: International Power Line	23
6.1 General Route Selection	23
6.2 Preferred Route	24
6.3 Technical Characteristics	25
6.3.1 International Power Line	25
6.3.2 Modifications to Existing Substations	25
6.3.3 Standards	25
6.4 Calculation of Capital Costs	25
6.5 Economic Justification	26
6.6 Environmental Impact	26
6.6.1 Visual and Functional Impact	27
6.6.2 Flora and Fauna	27
6.6.3 Corona	27

7. Interventions 29
7.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited 29
7.2 Newfoundland and Labrador Hydro 29
7.3 Ontario Hydro 31
7.4 Ministère de l'énergie de l'Ontario 31
7.5 La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick 31
7.6 Procureur général du Québec 31

8. Décision 33

Demande d'exportation 33
8.1 Excédent 33
8.1.1 Puissance excédentaire disponible 33
8.1.2 Énergie excédentaire disponible 34
8.1.3 Newfoundland and Labrador Hydro 35
8.1.4 Exportations en vertu du Contrat d'électricité garantie 36
8.1.5 Exportations interruptibles 37
8.1.6 Offres d'électricité aux services canadiens 38
8.2 Prix d'exportation 39
8.2.1 Coûts applicables au Canada ... 39
8.2.2 Prix du service équivalent fourni aux Canadiens 40
8.2.3 Coût d'opportunité de l'acheteur . 42
8.2.4 Décisions d'établissement des prix par le comité d'exploitation et prix d'exportation minimal 44
8.3 Répercussions environnementales des exportations 44
8.4 Conclusions de l'Office 45

Demande de Certificat 45
8.5 Ligne internationale de transport d'électricité 45
8.6 Justification économique 46
8.7 Choix du corridor et du tracé général . 46
8.8 Impact sur l'environnement 47
8.9 Conclusions de l'Office 47

7. Interventions 29
7.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited 29
7.2 Newfoundland and Labrador Hydro 29
7.3 Ontario Hydro 31
7.4 Minister of Energy for Ontario 31
7.5 The New Brunswick Electric Power Commission 31
7.6 Attorney General of Québec 31

8. Disposition 33

Application for Export 33
8.1 Surplus 33
8.1.1 Available Excess Power 33
8.1.2 Available Excess Energy 34
8.1.3 Newfoundland and Labrador Hydro 35
8.1.4 Exports Under the Firm Power Contract 36
8.1.5 Interruptible Exports 37
8.1.6 Offers to Canadian Utilities 38
8.2 Export Price 39
8.2.1 Applicable Costs in Canada 39
8.2.2 Price for Equivalent Service to Canadians 40
8.2.3 Purchaser's Least Cost Alternative 42
8.2.4 Pricing Decisions by Operating Committee and Minimum Export Price 44
8.3 Environmental Impact 44
8.4 The Board's Findings 45

Application for Certificate 45
8.5 International Power Line 45
8.6 Economic Feasibility 46
8.7 Corridor and Route Selection 46
8.8 Environmental Impact 47
8.9 The Board's Findings 47

Liste des annexes

I. Carte — Les principales installations en 1984. 49

II. Centrales en service au 31 décembre 1983. 51

III. Résumé du Contrat d'électricité garantie. 53

IV. Résumé de la Convention d'interconnexion. 57

V. Capacité, demande et puissance excédentaire — mois de janvier (1985-1996). 61

VI. Productibilité, charge et énergie excédentaire (1985-1996). 63

VII. Carte — Ligne internationale de transport d'électricité: Tracés proposés. 65

VIII. Ligne internationale de transport d'électricité: Caractéristiques techniques. 67

IX. Ligne internationale de transport d'électricité: Évaluation des coûts d'immobilisations. 69

X. Préemption des exportations. 71

XI. Modalités de la licence d'exportation EL-168, Puissance et énergie garanties, Vermont DPS. 73

XII. Modalités de la licence d'exportation EL-169, Puissance et énergie interruptibles, Vermont DPS. 75

XIII. Certificat de commodité et de nécessité publiques EC-III-22, ligne internationale de transport d'électricité à 120 kV Québec/Vermont 79

List of Appendices

I. Map — System's Main Features in 1984. 49

II. Generating Stations in Service as of 31 December 1983. 51

III. Summary of the Firm Power Contract. 53

IV. Summary of the Interconnection Agreement. 57

V. Capacity, Demand and Excess of Power — Month of January (1985-1996). 61

VI. Capability, Load and Excess of Energy (1985-1996). 63

VII. Map — International Power Line: Proposed Routes. 65

VIII. International Power Line: Technical Characteristics. 67

IX. International Power Line: Assessment of Capital Costs. 69

X. Pre-emption of Exports. 71

XI. Terms and Conditions of Export Licence EL-168, Firm Power and Energy, Vermont DPS. 73

XII. Terms and Conditions of Export Licence EL-169, Interruptible Power and Energy, Vermont DPS. 75

XIII. Certificate of Public Convenience and Necessity EC-III-22, Québec/Vermont 120 kV International Power Line. 79

Abréviations

Unités de mesure

km	kilomètre	(1 000 mètres)
kV	kilovolt	(1 000 volts)
MW	mégawatt	(1 000 kilowatts)
kW.h	kilowatt-heure	
GW.h	gigawatt-heure	(1 000 000 kW.h)
TW.h	térawatt-heure	(1 000 GW.h)
A	ampère	
$	dollar canadien courant (à moins d'indication contraire)	

Noms

CFLCo	Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited
Île	Île de Terre-Neuve
Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie
NEPOOL	New England Power Pool
NLH	Newfoundland and Labrador Hydro
Office	Office national de l'énergie
ONE	Office national de l'énergie
PASNY	Power Authority of the State of New York
Demanderesse	Hydro-Québec
Vermont	État du Vermont
Vermont DPS	State of Vermont Department of Public Service

Abbreviations

Units of measurement

km	kilometre	(1 000 metres)
kV	kilovolt	(1 000 volts)
MW	megawatt	(1 000 kilowatts)
kW.h	kilowatt hour	
GW.h	gigawatt hour	(1 000 000 kW.h)
TW.h	terawatt hour	(1 000 GW.h)
A	ampere	
$	Canadian current dollar (unless otherwise indicated)	

Names

Act	National Energy Board Act
Applicant	Hydro-Québec
Board	National Energy Board
CFLCo	Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited
Island	The Island of Newfoundland
NEB	National Energy Board
NEPOOL	New England Power Pool
NLH	Newfoundland and Labrador Hydro
PASNY	Power Authority of the State of New York
Vermont	State of Vermont
Vermont DPS	State of Vermont Department of Public Service

Chapitre 1
Historique

La demanderesse, Hydro-Québec, est une entreprise de service public productrice et distributrice d'électricité pour le Québec. Elle a été constituée en 1944 par une loi de la législature de la province de Québec et elle est présentement régie par la "Loi sur l'Hydro-Québec" (L.R.Q., chapitre H-5).

Hydro-Québec possède et exploite un réseau de puissance électrique qui s'étend dans presque toutes les régions du Québec. À l'Annexe I une carte illustre les principales installations du réseau en 1984. La carte indique aussi les interconnexions avec les réseaux à l'extérieur de la province. L'Annexe II est une description sommaire de la capacité de production des principales centrales d'Hydro-Québec. À la fin de l'année 1983, la demanderesse avait des centrales ayant une puissance de 21 301 MW et une capacité totale d'approvisionnement de 26 526 MW, y compris les achats de puissance garantie.

Le réseau principal d'Hydro-Québec n'a pas d'interconnexion synchrone avec les réseaux électriques voisins au Canada à l'exception des lignes de transport à 735 kV qui relient la centrale de Churchill Falls au Labrador au réseau de la demanderesse. Il y a quelque 14 lignes de transport entre l'Ontario et le Québec, mais elles servent à relier des régions électriquement isolées ou des centrales au réseau de l'une ou l'autre province. Entre le Québec et le Nouveau-Brunswick il y a une attache asynchrone à courant continu ayant une puissance nominale de 320 MW, une ligne à 230 kV pouvant alimenter de façon radiale 130 MW de la charge du Nouveau-Brunswick et une ligne temporaire à courant alternatif d'une capacité de 75 MW.

De même, il n'y a pas d'interconnexion synchrone entre Hydro-Québec et aucun réseau important aux États-Unis. Il y a un certain nombre de lignes internationales de transport d'électricité au Québec, mais il s'agit surtout de circuits de distribution à basse tension servant à alimenter des petites charges à titre de service frontalier.

Les principales interconnexions asynchrones avec les états voisins américains comprennent une ligne biterne à 120 kV, d'une puissance utile de 186 MW, propriété de la Société de Transmission Électrique Cedars

Chapter 1
Background

The Applicant, Hydro-Québec, is a public utility producing and distributing electricity throughout Québec. It was established in 1944 by an act of the legislature of the Province of Québec. It operates under the authority of the Hydro-Québec Act (R.S.Q. c. H-5).

Hydro-Québec owns and operates an electric power system which covers nearly all regions of Québec. Appendix I is a map illustrating the main facilities in the system as of 1984. The map also shows the interconnections with systems outside the Province. Appendix II is a summary of Hydro-Québec's main generating stations. At the end of 1983, the Applicant had 21 301 MW of generating capacity and a total supply capacity, including firm power purchases, of 26 526 MW.

The main Hydro-Québec system does not have synchronous interconnections with neighboring electric systems in Canada with the exception of the 735 kV lines between the Québec network and the Churchill Falls generating station in Labrador. There are some 14 transmission lines between Ontario and Québec, but these lines are used to connect electrically isolated area or generating plant to the other province. Between Québec and New Brunswick there is a direct current asynchronous tie with a nominal capacity of 320 MW, and a 230 kV line which can supply radially 130 MW of New Brunswick's load. There is also a temporary alternating current line with a 75 MW capacity.

There are no synchronous interconnections between Hydro-Québec and any major United States system. There are a number of international power lines originating in Québec, but most of these are low-voltage distribution circuits serving small loads along the border.

The major asynchronous interconnections with neighboring American states include a 120 kV double-circuit line having a capacity of 186 MW owned by the Cedars Rapids Transmission Company Limited (Cedars) and a 765 kV

Rapids Ltée (Cedars), une ligne à 765 kV d'une puissance de 2500 MW avec l'État de New York. Il y a un projet de construction d'une ligne à courant continu à ±450 kV d'une puissance utile de 690 MW avec les États de la Nouvelle-Angleterre qui a été approuvé par l'Office[1].

Les interconnexions avec l'État du Vermont plus particulièrement, consistent en une ligne à 120 kV d'une puissance de 100 MW entre les postes Stanstead et Border pour laquelle l'Office a délivré le certificat de commodité et de nécessité publiques EC-III-17 et trois lignes à 25 kV autorisées par les certificats EC-7, XE-3-82 et XE-4-82 respectivement dont la capacité totale de transfert est de 15 MW.

Actuellement la capacité totale de transmission instantanée d'Hydro-Québec vers les États-Unis est d'environ 2800 MW.

(1) Motifs de la décision — Hydro-Québec / NEPOOL, ONE, août 1984.

line to New York State having a capacity of 2500 MW. The Board has approved the construction of a ±450 kV direct current interconnection, 690 MW transfer capacity, with the New England States[1].

The interconnections with the State of Vermont more specifically include: a 120 kV line, 100 MW transfer capacity, between the Stanstead substation and the Border substation for which the Board has issued Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-17 and three other lines, each of 25 kV, authorized by Certificates EC-7, XE-3-82 and XE-4-82 and having a total transfer capacity of 15 MW.

Total transfer capacity of Hydro-Québec's existing lines to the United States is approximately 2800 MW.

(1) Reasons for Decision — Hydro-Québec / NEPOOL, NEB August 1984.

Chapitre 2
Licences détenues par Hydro-Québec

2.1 État du Vermont

Hydro-Québec détient deux licences l'autorisant à exporter un maximum de 525 GW.h annuellement à Citizens Utilities Company au moyen de la ligne existante à 120 kV vers l'État du Vermont. La licence EL-132 vise l'exportation de puissance et d'énergie garanties durant les mois d'avril à octobre et se terminera en décembre 1985. La licence EL-133 permet l'exportation d'énergie interruptible et se terminera en septembre 1985.

Une troisième licence, EL-131, permet l'exportation annuelle de puissance et d'énergie interruptibles, 52 MW et 320 GW.h respectivement, à Vermont Public Service Board et se terminera en septembre 1985. Cette exportation est d'abord transitée par la ligne à 765 kV via le réseau de la Power Authority of the State of New York (PASNY) puis livrée à Vermont Public Service Board.

2.2 État de New York

Hydro-Québec détient sept licences visant des exportations vers l'État de New York au moyen de la ligne à 765 kV et de la ligne biterne à 120 kV de Cedars. Deux de ces licences, EL-154 et EL-155, autorisent aussi des exportations vers la Nouvelle-Angleterre. Les détails concernant ces licences sont présentés à la Section 2.3.

La licence EL-96, qui se terminera le 23 juin 1991, autorise l'exportation garantie, à PASNY, de 800 MW de puissance de diversité durant les mois d'avril à octobre, ainsi que d'une quantité de base d'énergie qui peut atteindre 3000 GW.h par année. Avant de définir la quantité de base, qui ne doit pas dépasser 3000 GW.h, l'énergie doit être préalablement offerte aux services canadiens d'électricité aux mêmes prix et conditions. De plus, avant que l'exportation ne puisse commencer, le prix et la quantité de base doivent être soumis à l'approbation de l'Office. Pour les années 1985 et 1986, la quantité de base a été fixée à 3000 GW.h.

La licence EL-151 autorise l'exportation d'énergie interruptible en vertu du Contrat d'énergie conclu entre Hydro-Québec et PASNY. Cette licence se terminera à la plus rapprochée

Chapter 2
Licences Held by Hydro-Québec

2.1 State of Vermont

Hydro-Québec holds two licences authorizing it to export a maximum of 525 GW.h annually to Citizens Utilities Company using the existing 120 kV line to the State of Vermont. Licence EL-132 covers exports of firm power and energy from April to October each year and expires in December 1985. Licence EL-133 covers exports of interruptible energy and expires in September 1985.

A third licence, EL-131, authorizes the export of 52 MW of interruptible power and 320 GW.h of interruptible energy each year to Vermont Public Service Board, and expires in September 1985. The power is wheeled via the 765 kV line of the Power Authority of the State of New York (PASNY) system to the Vermont Public Service Board.

2.2 State of New York

Hydro-Québec has seven licences for exports to New York State via its 765 kV line and the 120 kV Cedars double-circuit line. Two of these licences, EL-154 and EL-155, also authorize exports to New England. More details are presented in Section 2.3.

Licence EL-96, which expires on 23 June 1991, authorizes the export to PASNY of 800 MW of firm diversity power from April to October each year and a basic amount of energy up to 3000 GW.h per year. Before the basic amount of not more than 3000 GW.h is determined, the energy must be offered to Canadian electric utilities at the same price and on the same terms. Before exports can commence, the price and basic amount must be approved by the Board. At present the basic amount has been set at 3000 GW.h per year for 1985 and 1986.

Licence EL-151 authorizes the export of interruptible energy according to the energy contract between Hydro-Québec and PASNY. This licence expires at the earlier of: 31 August

des dates suivantes: le 31 août 2002 ou la date à laquelle l'objectif global d'énergie contractuelle, soit 111 TW.h, aura été offert et exporté à, ou rejeté par PASNY conformément aux termes du Contrat d'énergie.

Les licences EL-152 et EL-153 autorisent des exportations interruptibles à Niagara Mohawk Power Corporation (NMPC) et à PASNY respectivement conformément aux Conventions d'interconnexion. La quantité d'énergie qui peut être exportée durant toute période de 12 mois consécutifs est de 23 564 GW.h pour les deux licences combinées moins toute quantité d'énergie exportée conformément à toute autre licence autorisant l'exportation au moyen des lignes internationales de transport d'électricité mentionnées plus haut. Ces licences se termineront le 31 août 1995.

La licence EL-156 autorise l'exportation à titre de transfert relatif à la puissance et à l'énergie garanties transitées aux États-Unis et retournées simultanément sur le réseau d'Hydro-Québec pour desservir ses abonnés de la Réserve indienne de St-Régis dans la province de Québec. Les quantités maximales de puissance et d'énergie qui peuvent être exportées sont de 5 MW et 25 GW.h respectivement. Cette licence se terminera le 31 août 2002.

2.3 États de New York et de la Nouvelle-Angleterre

Les exportations de puissance et d'énergie garanties à court terme aux services de l'État de New York et des États de la Nouvelle-Angleterre, autorisés par les licences EL-154 et EL-155, peuvent être faites au moyen de toute ligne internationale d'électricité reliant le Québec aux marchés de l'État de New York ou de la Nouvelle-Angleterre.

Ces licences, dans leurs versions modifiées, autorisent l'exportation de divers blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme, c'est-à-dire pour des périodes de six mois à cinq ans. La licence EL-154 autorise l'exportation durant la période de neuf mois entre le 1er mars et le 30 novembre de chaque année. La quantité maximale est de 1700 MW moins tout bloc de puissance garantie déja engagé aux termes de la licence EL-155. La licence EL-154 se terminera le 30 novembre 1992. La licence EL-155 autorise l'exportation de la moindre des quantités suivantes: 1500 MW ou 1700 MW moins tout bloc de puissance garantie déja engagé aux termes de la licence EL-154. La licence EL-155 se terminera le 31 décembre 1988.

2002 or the date on which the target quantity of contract energy, 111 TW.h, will have been offered and exported to, or rejected by, PASNY as provided by the contract.

Licences EL-152 and EL-153 authorize interruptible exports to Niagara Mohawk Power Corporation (NMPC) and PASNY respectively under interconnection agreements. The quantity of energy that may be exported during any consecutive 12-month period is 23 564 GW.h for the two licences combined less any amounts of energy exported pursuant to any other licences under which energy is transmitted over the international power lines mentioned above. These licences expire on 31 August 1995.

Licence EL-156 authorizes the export of firm power and energy as a carrier transfer with simultaneous return to the Hydro-Québec system in order to serve the Indian Reserve of St-Régis in the Province of Québec. The maximum quantities of power and energy that can be exported are 5 MW and 25 GW.h respectively. This licence expires on 31 August 2002.

2.3 State of New York and New England States

The exports of short-term firm power and energy to the New York and New England utilities authoized by Licences EL-154 and EL-155 can be made over any international power line between Québec and the New York and New England markets.

These licences, as amended, authorize exports of blocks of short-term firm power and energy, for periods from six months to five years. Licence EL-154 authorizes exports during the nine-month period from 1 March to 30 November of each year. The maximum export under EL-154 is 1700 MW less any block of firm power already committed under Licence EL-155. Licence EL-154 expires on 30 November 1992. The maximum export authorized under Licence EL-155 is the lesser of: 1500 MW, or 1700 MW less any block of firm power already committed under Licence EL-154. Licence EL-155 expires on 31 December 1988.

2.4 États de la Nouvelle-Angleterre

Hydro-Québec détient trois licences autorisant les exportations vers le marché de la Nouvelle-Angleterre, c'est-à-dire le New England Power Pool (NEPOOL), qui seront en vigueur à compter du 1er septembre 1986. Ces exportations se feront au moyen des lignes existantes avec l'État du Vermont ainsi que la future interconnexion à ±450 kV avec NEPOOL.

La licence EL-165 autorise l'exportation d'énergie de stockage à NEPOOL, jusqu'à 3000 GW.h par période de 12 mois consécutifs, du 1er septembre 1986 au 1er novembre 2004.

La licence EL-166 autorise l'exportation d'énergie interruptible en vertu du Contrat d'énergie conclu entre Hydro-Québec et NEPOOL. Cette licence se terminera à la plus rapprochée des dates suivantes: le 31 août 2002 ou la date à laquelle l'objectif global d'énergie contractuelle, soit 33 TW.h, aura été offert et exporté à, ou, rejeté par NEPOOL conformément aux termes du Contrat d'énergie.

La licence EL-167 autorise l'exportation interruptible à NEPOOL. La quantité d'énergie qui peut être exportée durant toute période de 12 mois consécutifs est de 6920 GW.h, moins toute quantité d'énergie exportée conformément à toute autre licence autorisant l'exportation au moyen des lignes internationales de transport d'électricité mentionnées ci-haut. Cette licence se terminera le 31 août 1995.

2.4 New England States

Hydro-Québec has three licences for exports to the New England market, more precisely to the New England Power Pool (NEPOOL), which will become effective on 1 September 1986. These exports will be made over the existing lines to the State of Vermont and the future ±450 kV interconnection with NEPOOL.

Licence EL-165 authorizes the export of stored energy to NEPOOL, up to 3000 GW.h per consecutive 12-month period, from 1 September 1986 to 1 November 2004.

Licence EL-166 authorizes the export of interruptible energy according to the energy contract between Hydro-Québec and NEPOOL. This licence expires at the earlier of: 31 August 2002 or the date on which the target quantity of contract energy, 33 TW.h, will have been offered and exported to, or rejected by, NEPOOL as provided by the contract.

Licence EL-167 authorizes interruptible exports to NEPOOL. The quantity of energy that may be exported during any consecutive 12-month period is 6920 GW.h, less any amounts of energy exported pursuant to any other licences authorizing exports over the international power lines described above. This licence expires on 31 August 1995.

Chapitre 3
La demande

La demande d'Hydro-Québec en date du 30 mars 1984 est divisée en deux parties: la première partie vise l'obtention de deux licences d'exportation, la seconde partie vise l'obtention d'un certificat de commodité et nécessité publiques pour une ligne internationale de transport d'électricité.

3.1 Licences

(a) une licence visant l'exportation de puissance garantie vers l'État du Vermont pour une période de 10 ans, devant débuter au plus tôt le 1er septembre 1985 et, au plus tard le 1er mars 1986, selon les termes du Contrat d'électricité garantie conclu entre Hydro-Québec et le State of Vermont Department of Public Service (Vermont DPS);

(b) une licence visant l'exportation de puissance et d'énergie vers l'État du Vermont pour une période de 10 ans et 6 mois, soit du 1er septembre 1985 au 28 février 1996, selon les termes de la Convention d'interconnexion conclue entre Hydro-Québec et Vermont DPS.

3.2 Limite des licences demandées

La licence demandée en vertu du Contrat d'électricité garantie vise l'exportation d'une quantité totale de puissance garantie de 150 MW.

La licence demandée en vertu de la Convention d'interconnexion vise l'exportation d'une quantité maximale de puissance interruptible allant jusqu'à 200 MW moins la puissance qui serait exportée aux termes du Contrat d'électricité garantie.

Pour l'énergie, le tableau suivant donne les quantités annuelles maximales correspondantes.

Chapter 3
The Application

Hydro-Québec's application dated 30 March 1984 is divided into two parts: the first part is a request for two export licences, the second part is a request for a certificate of public convenience and necessity for an international power line.

3.1 Licences

(a) a licence to export firm power to the State of Vermont for a period of 10 years, commencing 1 September 1985 at the earliest and 1 March 1986 at the latest, under the terms of the firm power contract between Hydro-Québec and the State of Vermont Department of Public Service (Vermont DPS);

(b) a licence to export power and energy to the State of Vermont for a period of 10 years and 6 months, from 1 September 1985 to 28 February 1996, under the terms of the interconnection agreement between Hydro-Québec and Vermont DPS.

3.2 Licence Limits

The licence requested for exports pursuant to the firm power contract is for a total of 150 MW of firm power.

The licence requested for exports under the interconnection agreement is for up to 200 MW of interruptible power less the power exported under the firm power contract.

The following table shows the requested amounts of energy.

Énergie

Quantités annuelles maximales (Gw.h)

Année	Contrat d'électricité garantie	Convention d'interconnexion[1] (interruptible)
1985	439,2	585,6
1986	1314,0	1752,0
1987	1314,0	1752,0
1988	1317,6	1756,8
1989	1314,0	1752,0
1990	1314,0	1752,0
1991	1314,0	1752,0
1992	1317,6	1756,8
1993	1314,0	1752,0
1994	1314,0	1752,0
1995	1314,0	1752,0
1996	212,4	283,2

(1) Moins l'énergie qui serait exportée aux termes du Contrat d'électricité garantie.

Energy

Maximum Annual Quantities (GW.h)

Year	Firm Power Contract	Interconnection Agreement[1] (Interruptible)
1985	439.2	585.6
1986	1314.0	1752.0
1987	1314.0	1752.0
1988	1317.6	1756.8
1989	1314.0	1752.0
1990	1314.0	1752.0
1991	1314.0	1752.0
1992	1317.6	1756.8
1993	1314.0	1752.0
1994	1314.0	1752.0
1995	1314.0	1752.0
1996	212.4	283.2

(1) Less the energy exported under the firm power contract.

3.3 Certificat

Le certificat demandé par Hydro-Québec autoriserait la construction d'une ligne internationale de transport d'électricité à une tension de 120 kV de 17,6 km de longueur entre le poste Bedford dans la province de Québec et un point situé à 450 mètres à l'est de la borne 620A sur la frontière internationale dans la municipalité de Saint-Armand-Ouest. Le coût de cette ligne est évalué à 4,5 millions de dollars actualisés de 1985 et la date de mise en service est prévue pour le 1er septembre 1985.

3.3 Certificate

The certificate requested by Hydro-Québec would authorize construction of a 120 kV international power line, 17.6 km in length, between the Bedford substation in the Province of Québec and a point located 450 metres east of marker 620A on the international boundary in the municipality of Saint-Armand-Ouest. The cost of the line is estimated at $ 4.5 million (1985) and the in-service date is scheduled for 1 September 1985.

Chapitre 4
Les contrats

4.1 Contrat d'électricité garantie

Le Contrat d'électricité garantie entre State of Vermont Department of Public Service et Hydro-Québec a été signé le 25 juillet 1984 et reprend en substance les modalités stipulées dans la lettre d'entente signée le 8 mars 1984 qui a marqué le début des négotiations entre les deux parties.

La période contractuelle se divise en deux parties. La partie A désigne la période commençant au plus tôt le 1er septembre 1985 ou, au plus tard le 1er mars 1986, et se terminant cinq ans plus tard. La partie B désigne la période commençant à la fin de la partie A et se terminant cinq ans plus tard.

Vermont DPS a l'option de mettre fin à son obligation de prendre et de payer la puissance et l'énergie à la fin de la partie A de la Période contractuelle, à condition d'en aviser Hydro-Québec par écrit au plus tard le 30 avril 1986.

Hydro-Québec doit mettre à la disposition de Vermont DPS au moins 150 MW de puissance à un facteur d'utilisation d'utilisation de 100 %.

Vermont DPS devrait prendre l'énergie à un facteur d'utilisation annuel d'au moins 80 % pendant la partie A de la période contractuelle. Par la suite, le facteur d'utilisation annuel serait réduit à au moins 50 % jusqu'à la fin de la période contractuelle.

Des renseignements additionnels concernant le Contrat d'électricité garantie, y compris les prix, sont présentés à l'Annexe III.

4.2 Convention d'interconnexion

La Convention d'interconnexion datée du 25 juillet 1984 conclue entre Vermont DPS et Hydro-Québec prévoit de fournir l'assistance mutuelle en cas d'urgence et de réaliser des économies d'exploitation par des échanges de surplus de puissance et d'énergie. Les transactions prévues dans cette convention sont décrites à l'Annexe IV.

Chapter 4
The Contracts

4.1 Firm Power Contract

The firm power contract between the State of Vermont Department of Public Service and Hydro-Québec, signed on 25 July 1984, includes in substance the conditions stipulated in the letter of intent signed on 8 March 1984, when the contract negotiations started between the two parties.

The contract period is divided into two parts. Part A begins on or after 1 September 1985, but no later than 1 March 1986, and ends five years later. Part B begins at the termination of Part A and ends five years later.

Vermont DPS has the option to terminate its obligation to take and pay for the power and energy at the termination date of Part A of the contract period provided that it notifies Hydro-Québec in writing of its decision on or before 30 April 1986.

Hydro-Québec will make available to Vermont DPS not less than 150 MW of capacity at up to 100 % annual load factor.

Vermont DPS will take the energy at a minimum of 80 % annual load factor for Part A of the contract period and at a minimum of 50 % annual load factor thereafter until the end of the contract period.

Appendix III of these Reasons for Decision gives additional information concerning the firm power contract, including price.

4.2 Interconnection Agreement

The interconnection agreement dated 25 July 1984 between Vermont DPS and Hydro-Québec provides for mutual assistance in the event of emergency and for operating economies by the exchange of surplus power and energy. The transactions provided for under this agreement are summarized in Appendix IV.

4.3 Comité d'exploitation

Au nom des deux parties le Comité d'exploitation est autorisé à prendre les mesures nécessaires pour assurer la livraison et le paiement de la puissance et de l'énergie conformément à l'esprit et aux dispositions du Contrat d'électricité garantie et de la Convention d'interconnexion. Le Comité peut entre autres modifier les programmes de livraison horaires et établir le prix de l'énergie supplémentaire ou de conservation et de l'énergie tertiaire.

4.3 Operating Committee

The Operating Committee is authorized to ensure delivery of and payment for power and energy on behalf of both parties in accordance with the spirit and provisions of the firm power contract and the interconnection agreement. The Committee may, among other things, alter the hourly delivery schedule, and may set the price for supplemental or conservation energy and tertiary energy.

Chapitre 5
La preuve: Exportation de puissance et d'énergie

5.1 Les charges au Québec

À la fin de l'année 1983, Hydro-Québec desservait 2 252 697 abonnés domestiques et agricoles, 262 155 abonnés commerciaux et 12 953 abonnés industriels. La catégorie industrielle comprend des industries primaires telles que les mines et les pâtes et papiers aussi bien qu'un groupe important d'industries secondaires du secteur manufacturier.

La puissance maximale appelée sur le réseau en décembre 1983 a été de 19 788 MW comparativement à une pointe de 18 379 MW l'année précédente, soit une croissance de 7,7 %. Les ventes totales d'électricité ont atteint 107,7 TW.h en 1983, une hausse de 3,9 % par rapport à l'année précédente.

5.2 Programme d'équipement

Selon le rapport annuel d'Hydro-Québec, en 1983 la capacité de production totale disponible sur le réseau d'Hydro-Québec était de 21 301 MW. Cette somme est composée de quelque 19 555 MW de capacité hydraulique, 1061 MW de capacité thermique et 685 MW de capacité nucléaire (voir Annexe II). Hydro-Québec a également accès à la majeure partie de la production de la centrale de Churchill Falls d'une puissance nominale de 5225 MW.

Pour pourvoir à l'augmentation de la charge prévue il y a quelques années, la demanderesse aménage présentement des installations hydrauliques importantes sur la rivière La Grande. La centrale LG-4 sera complétée en 1985 et aura une capacité totale de 2637 MW.

Un témoin d'Hydro-Québec a déclaré que le taux de croissance moyenne de la charge de 2,9 % par année prévu pour la période 1981-2001 et présenté lors des audiences précédentes[1], est toujours valide et que c'est le seul qui est compatible avec le plan des installations qui existe actuellement. Un autre témoin expert en planification a de plus indiqué qu'à cause de ce

(1) Motifs de la décision — Hydro-Québec/PASNY, ONE, janvier 1984
Motifs de la décision — Hydro-Québec/NEPOOL, ONE, août 1984

Chapter 5
The Evidence: Power and Energy Exports

5.1 Quebec Loads

At the end of 1983, the Applicant served 2 252 697 domestic and farm customers, 262 155 commercial customers and 12 953 industrial customers. The industrial category includes such primary industries as mining and pulp and paper as well as a large body of secondary industries in the manufacturing sector.

The peak load on the system in December 1983 was 19 788 MW, compared to a peak of 18 379 MW the year before, for an increase of 7.7 %. Total energy sales in 1983 were 107.7 TW.h, an increase of 3.9 % from the previous year.

5.2 Generating Capacity and Additions

According to the Hydro-Québec annual report, the total generating capacity of the Hydro-Québec system in 1983 was 21 301 MW. This amount included about 19 555 MW of hydraulic capacity, 1061 MW of thermal capacity and 685 MW of nuclear capacity (see Appendix II). Hydro-Québec also had access to most of the generation of Churchill Falls power station which has a nominal capacity of 5225 MW.

To supply the increased Québec demand as forecasted in previous years, the Applicant is constructing large hydroelectric facilities on the LaGrande River. The LG-4 station will be completed in 1985 with a total capacity of 2637 MW.

A witness for the Applicant stated that the forecast average annual growth rate for demand of 2.9 % for the period 1981-2001, as presented at previous hearings[1], is still valid and is the only scenario compatible with the current expansion plan. A planning witness indicated that, due to this 2.9 % annual growth rate, the installation of various equipment has been

(1) Reasons for Decision — Hydro-Québec/PASNY, NEB, January 1984.
Reasons for Decision — Hydro-Québec/NEPOOL, NEB, August 1984.

taux de croissance de 2,9 %, on a retardé la mise en service de plusieurs équipements au cours des dernières années, seules des centrales de pointe seront ajoutées au réseau et aucune nouvelle installation de base susceptible de produire de l'énergie n'est prévue. En réponse à une question du procureur de l'Office le même témoin a déclaré que si la demande d'électricité augmentait de façon plus rapide, il faudrait réagir sur l'ensemble du parc d'équipement d'Hydro-Québec c'est-à-dire qu'il y aurait une révision globale du plan de développement et que contrairement à ce que l'on fait actuellement, on devrait devancer la date de mise en service de certains équipements.

5.3 Charge, approvisionnement et excédent

La demande comprend deux séries de prévisions mensuelles des besoins prioritaires de puissance et de la capacité de production du réseau d'Hydro-Québec pendant toute la période demandée pour les licences. Ces prévisions sont fondées sur un scénario de croissance moyenne de la charge de 2,9 % par année pour la période 1981 à 2001.

La première série, soumise conformément à l'alinéa 6(2)v des Règlements de l'Office ci-après nommée "tableaux 6(2)v", est semblable aux données présentées lors des audiences précédentes[1] et a été préparée par la Vice-présidence Gestion du réseau. Comme indiqué par la demanderesse, ces prévisions ont été préparées au moyen de méthodes dites analytiques mixtes tenant compte d'abord des catégories désagrégées de la clientèle, puis de la qualité et de la quantité de données disponibles pour chacune de ces catégories. En outre, dans ce modèle de prévision on a retenu une série d'hypothèses démographiques, économiques et énergétiques et les résultats des analyses d'élasticité de la demande qui tiennent compte à la fois des programmes incitatifs de consommation ou d'économie d'énergie mis en œuvre par Hydro-Québec et de la concurrence entre les différents types d'énergie. Un autre modèle qui tient compte des résultats du modèle précédent établit une production optimale en vue de maximiser les profits d'exploitation pour toute la période étudiée.

La deuxième série, fournie par la demanderesse en réponse à une demande d'information de l'Office, est présentée sous forme de bilans mensuels de puissance et a été préparée par la Vice-présidence Planification des équipements.

(1) Motifs de la décision — Hydro-Québec/PASNY, ONE, janvier 1984
Motifs de la décision — Hydro-Québec/NEPOOL, ONE, août 1984

delayed during recent years. Only peaking generating stations will be added to the system and no new base load facilities designed to produce energy are scheduled. In response to a question from Board Counsel, the same witness stated that, in the case of a higher rate of load increase, Hydro-Québec would react by looking at the generating equipment program as a whole and, following that, there would be a complete revision of the expansion program. In contrast to the current situation, the in-service dates of certain facilities would probably have to be advanced.

5.3 Load, Supply and Excess Power and Energy

The application includes two series of estimates of monthly power requirements and generating capacity for the Hydro-Québec system throughout the period to be covered by the requested licences. These estimates are based on a forecast average annual load growth scenario of 2.9 % for the period 1981 to 2001.

The first series, provided in accordance with section 6(2)v of the Board's Regulations, hereinafter referred to as "Tables 6(2)v", is identical to the monthly estimates presented during previous hearings[1] and was prepared by the System Operation Group. As indicated by the Applicant, the load estimates were prepared using so-called compound analytical methods, taking into account the separate categories of customers and the quality and quantity of the data available for each of these categories. In addition, the forecasting model used a set of demographic, economic and energy assumptions and an analysis of the demand elasticity resulting from both inter-fuel competition and the energy conservation and consumption incentive programs implemented by Hydro-Québec. Another model taking into account the results of the preceding model established the optimal production in order to maximize the operating profits during the period studied.

The second series, showing the monthly capacity balance, submitted by the Applicant in response to a request from the Board for additional information, was prepared by the Equipment Planning Group. An analysis of these

(1) Reasons for Decision — Hydro-Québec/PASNY, NEB, January 1984.
Reasons for Decision — Hydro-Québec/NEPOOL, NEB, August 1984.

L'analyse de ces bilans indique qu'Hydro-Québec prévoit avoir un excédent de puissance à chaque mois de la période d'exportation proposée sauf pour le mois de janvier des années 1994, 1995 et 1996 où il y aurait des déficits qui seraient inférieurs à la marge d'erreur qui est généralement acceptée dans ce genre de calcul. L'Annexe V montre pour chaque mois de janvier une estimation de données de puissance telles que présentées dans cette deuxième série. Lors de son témoignage, le Vice-président à la planification a expliqué que ce qui avait amené Hydro-Québec à réviser son bilan mensuel de puissance était le fait que les contrats présentés à l'Office lors des deux audiences précédentes mettaient en jeu l'énergie seulement; tandis que dans le contrat qui est présentement devant l'Office il s'agit de puissance et d'énergie garanties.

Ces nouveaux bilans mensuels de puissance qui tiennent compte du critère de fiabilité établi par Hydro-Québec[1], sont conformes au plan des installations d'Hydro-Québec et lorsque comparés aux tableaux 6(2)v, ils montrent la situation de l'offre, de la demande et de l'excédent de puissance sur le réseau d'Hydro-Québec d'une façon quelque peu différente. D'abord, en ce qui a trait à l'offre, on y a inclus toute la puissance qui serait disponible de Churchill Falls y compris les 459 MW du onzième groupe ce qui donne 4715 MW en janvier 1985 diminuant à 4542 MW en janvier 1990, au lieu de la quantité contractuelle de 4083 MW. Ce même témoin s'est dit suffisamment convaincu de la disponibilité du onzième groupe de Churchill Falls pour en tenir compte dans le bilan de puissance. Par conséquent la réserve requise a été augmentée pour tenir compte de réceptions plus élevées de Churchill Falls. Pour augmenter les surplus en période de pointe on y a introduit deux nouvelles composantes, le délestage de charges interruptibles et l'aide des réseaux voisins.

Lors du contre-interrogatoire de l'Office, les témoins de la demanderesse ont expliqué que dans des situations difficiles, telle la période de pointe hivernale, Hydro-Québec peut délester certaines charges industrielles qui sont interruptibles moyennant un préavis de quelques heures. Les contrats avec ces clients prévoient qu'Hydro-Québec peut interrompre son service au maximum deux fois par jour jusqu'à concurrence de 200 heures par année. Ils ont aussi déclaré qu'ils avaient tenu compte des achats à partir des réseaux voisins évalués à 500 MW pour toute la durée des licences proposées. Ils ont

(1) Pour fin de planification, Hydro-Québec tient compte d'un taux de panne ne dépassant pas une journée par dix ans.

monthly statements indicates that the Applicant expects there will be an excess of power for each month in the proposed export period, except for the month of January of the years 1994, 1995 and 1996 when there would be deficits lower than the margin of error generally acceptable in this type of calculation. Appendix V shows an estimate of the generating capacity for the month of January of each year as presented in this second series. The witness, the Executive Vice-President for Equipment Planning, explained why Hydro-Québec had revised its monthly capacity balance statements, stating that at the two most recent hearings the contracts submitted to the Board dealt with energy only, while the one presently submitted to the Board involves firm power and energy.

These new monthly capacity statements take into account the reliability criteria used by Hydro-Québec(1) and are in accordance with the Hydro-Québec equipment program. These statements show a somewhat different situation concerning the supply, demand and excess of power on the Hydro-Québec network when compared with Tables 6(2)v. First, looking at the supply side, the total capacity available at Churchill Falls has been taken into account, including 459 MW from the eleventh unit, for a total of 4715 MW in January 1985 decreasing to 4542 MW in January 1990, instead of the contractual amount of 4083 MW. The same witness said that he was convinced that he could count on the eleventh unit at Churchill Falls and therefore had included it in the capacity statement. Consequently, in taking account of this additional capacity from Churchill Falls, the required reserve had to be increased accordingly. Two new components had been included to increase the surplus capacity at the peak time, namely: interruptible load shedding and aid from neighbouring systems.

Under cross-examination by the Board, the Applicant's witnesses explained that in difficult situations, such as at the time of the winter peak, Hydro-Québec can shed certain industrial loads which could be interrupted provided that a few hours' notice is given. The contracts with these clients stipulate that Hydro-Québec may interrupt the load up to twice a day for a total of 200 hours annually. The witnesses also stated they have taken account of purchases from neighbouring systems up to an estimated 500 MW during the whole term of the proposed licences. They explained that this is a potential

(1) For planning purposes, Hydro-Québec calculates a loss of load not exceeding one day in ten years.

expliqué que ce chiffre représente le potentiel qu'Hydro-Québec croit disponible (sur un maximum de 1700 MW) en provenance des réseaux voisins canadiens ou américains.

L'Annexe VI indique les quantités annuelles relativement à la productibilité, aux besoins réguliers d'énergie et à l'énergie excédentaire. Ce tableau montre que de 1985 à 1996, le réseau disposera d'une quantité cumulative de près de 400 000 GW.h d'énergie excédentaire qui pourra être offerte sur le marché interruptible.

Toutes les données, tant pour la capacité de production que pour la productibilité d'énergie, indiquent qu'Hydro-Québec exploite son réseau de façon à assurer la fiabilité d'alimentation des besoins réguliers d'une demande normale basée sur un scénario de croissance moyenne de 2,9 % par année pour la période 1981 à 2001, et à dégager les excédents, s'il y a lieu, en vue de maximiser ses profits.

Outre les quantités de puissance et d'énergie excédentaires qui seraient générées à même la capacité totale de production du réseau y compris les achats contractuels, il pourrait y avoir des quantités additionnelles de puissance et d'énergie disponibles principalement à partir de la centrale de Churchill Falls. Depuis 1978, Hydro-Québec a pu acheter annuellement plus de puissance et d'énergie que les quantités contractuelles mentionnées dans la demande. Un témoin a déclaré qu'Hydro-Québec a l'intention de continuer d'acheter la totalité d'énergie disponible de la centrale de Churchill Falls.

5.4 Marché d'exportation

La puissance et l'énergie seraient exportées par Hydro-Québec à Vermont DPS, une société d'État, qui, à son tour, la redistribuerait dans tout l'État du Vermont par l'entremise des 24 services privés ou publiques qui sont membres du New England Power Pool. La puissance et l'énergie pourraient aussi être vendues au prix coûtant à d'autres sociétés d'électricité de la Nouvelle-Angleterre ou au NEPOOL si elles n'étaient pas requises pour satisfaire la demande d'électricité à l'intérieur de l'État.

En 1982 la production totale d'énergie dans l'État du Vermont s'élevait à 5045 GW.h. La consommation à l'intérieur de l'État était de 3948 GW.h tandis que les ventes à l'extérieur s'élevaient à 808 GW.h. Les pertes et l'autoconsommation des centrales pour la même période étaient de 289 GW.h. Pour la saison 1982-83, la charge de pointe d'hiver a atteint 871 MW. Pour toute la durée du Contrat d'électricité garantie, on prévoit une augmentation annuelle moyenne de 1 % tant pour la charge de pointe que

figure which they believe would be available (out of a maximum of 1700 MW) from neighbouring Canadian or American systems.

Appendix VI gives estimates of annual energy capability, regular load and excess energy. It shows that from 1985 to 1996 Hydro-Québec will have a cumulative quantity of excess energy of about 400 000 GW.h that could be offered on the interruptible market.

The data on capacity and energy production indicate that the Applicant plans to operate its system to ensure the reliability of supply to its regular loads based on an average annual load growth scenario of 2.9 % for the period 1981 to 2001, and to utilize the excess in order to maximize its operating profits.

In addition to the quantities of excess power and energy that would be generated by Hydro-Québec, including contractual purchases, there could be additional amounts of power and energy available mainly from the Churchill Falls generating station. Since 1978, Hydro-Québec has purchased more power and energy annually than the contractual quantities given in the application. A witness said that Hydro-Québec intends to continue to buy all of the energy production available from the Churchill Falls station.

5.4 Export Market

Vermont DPS, a state-owned corporation, would redistribute the power and energy purchased from Hydro-Québec to 24 private or publicly-owned electric utilities which serve the entire State of Vermont. As these utilities are all members of the New England Power Pool, the power and energy could also be re-sold to other New England utilities, or to NEPOOL, at cost when in excess of requirements within the State.

In 1982 total electricity generation in the State of Vermont amounted to 5045 GW.h. Total consumption within the State was 3948 GW.h while 808 GW.h were sold outside Vermont. Losses and station service for the same period accounted for 289 GW.h. The 1982-83 winter peak load reached 871 MW. Throughout the term of the firm power contract, the average annual increase is anticipated to be 1 % for both peak load and energy requirements. The tables below indicate that Vermont is counting

pour les besoins énergétiques. Les tableaux ci-dessous indiquent que l'on compte sur les importations canadiennes pour satisfaire la demande de puissance et d'énergie durant la même période.

État du Vermont

Prévisions de la demande d'énergie par source (Pourcentage)

Sources	1985-86	1990-91	1995-96
Énergies renouvelables à l'intérieur de l'État	16.7	17.7	16.9
PASNY	6.3	6.0	5.7
Nucléaire	49.3	53.5	51.6
Importations canadiennes	8.2	11.2	11.3
Charbon	10.5	8.6	11.1
Mazout	8.9	2.9	3.4
	99.9	**99.9**	**100.0**

État du Vermont

Importations canadiennes (Mégawatts)

	1985-86	1990-91	1995-96
Ontario Hydro	52	52	52
Hydro-Québec[1]	69	103	103
Total	**121**	**155**	**155**

5.5 Offres d'électricité aux services canadiens

Le 30 mars 1984 la demanderesse envoyait des lettres identiques à La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, à St. Lawrence Power Company et à Ontario Hydro. Le 11 juillet, 1984, une lettre similaire était envoyée à Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo). Ces lettres étaient accompagnées d'une copie de la demande déposée à l'Office et demandaient à ces sociétés de faire connaître leurs positions quant aux exportations projetées dans un délai de deux mois.

Dans une lettre datée du 31 mai 1984, La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick indiquait qu'elle ne s'opposait pas à la vente de puissance et d'énergie garanties à l'État du Vermont. Cependant, elle se réservait

(1) À titre de membre de NEPOOL les services d'électricité de l'État du Vermont ont le droit d'acheter une partie de l'énergie qu'Hydro-Québec est autorisé à exporter vers NEPOOL. Ces achats peuvent correspondre à un maximum de 9,75 % de la capacité de transfer de l'interconnexion à ±450 kV entre Québec et NEPOOL, dont la mise en service est prévue pour 1986.

on Canadian imports to meet its power and energy demands during this period.

State of Vermont

Projected Energy Requirement by Sources (Percent)

Sources	1985-86	1990-91	1995-96
Instate Renewables	16.7	17.7	16.9
PASNY	6.3	6.0	5.7
Nuclear	49.3	53.5	51.6
Canadian Imports	8.2	11.2	11.3
Coal	10.5	8.6	11.1
Oil	8.9	2.9	3.4
	99.9	**99.9**	**100.0**

State of Vermont

Canadian Imports (Megawatts)

	1985-86	1990-91	1995-96
Ontario Hydro	52	52	52
Hydro-Québec[1]	69	103	103
Total	**121**	**155**	**155**

5.5. Offers to Canadian Utilities

On 30 March 1984, the Applicant sent identical letters of offer to The New Brunswick Electric Power Commission, St. Lawrence Power Company (St-Lawrence) and Ontario Hydro. On 11 July 1984, a similar letter was sent to Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo). These letters, accompanied by copies of the application filed with the Board, requested these companies to make their position known regarding the proposed exports within two months.

In a letter dated 31 May 1984, The New Brunswick Electric Power Commission indicated that it did not oppose the sale of firm power and energy to the State of Vermont. However, it reserved its right to formulate a final opinion

(1) As members of NEPOOL the electrical utilities of the State of Vermont are entitled to purchase a portion of the energy which Hydro-Québec is authorized to export to NEPOOL. These entitlements correspond to a maximum of 9.75 % of the transfer capacity of the ±450 kV interconnection between Québec and NEPOOL, scheduled to be in service in 1986.

le droit de formuler son opinion finale après avoir examiné le contrat officiel. On n'y mentionnait rien au sujet des ventes prévues par la Convention d'interconnexion.

Dans une lettre datée du 12 juin 1984, St. Lawrence Power Company a indiqué qu'elle n'avait pas d'objection à la vente de puissance et d'énergie à l'État du Vermont puisque qu'elle avait déjà obtenu d'Hydro-Québec l'assurance qu'elle peut en tout temps lui faire part de ses besoins de puissance et d'énergie.

Dans une lettre datée du 31 mai 1984, l'Ontario Hydro a indiqué qu'elle n'est pas intéressée à acheter une partie ou toute la puissance garantie qu'Hydro-Québec propose d'exporter à Vermont DPS. Quant aux exportations selon la Convention d'interconnexion, elle ajoute que sa position n'a pas changé depuis le 17 avril 1984, date où Ontario Hydro répondait à Hydro-Québec concernant l'exportation vers NEPOOL, pourvu que les prix soient semblables à ceux mentionnés dans la Convention d'interconnexion entre Hydro-Québec et NEPOOL.

Churchill Falls (Labrador) Corporation n'a pas répondu directement à la lettre d'offre que lui faisait parvenir Hydro-Québec en date du 11 juillet 1984. La seule réponse datée du 17 septembre 1984 qui lui est parvenue a été adressée au président d'Hydro-Québec et elle a été déposée comme partie de l'intervention de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) à l'ouverture de l'audience. Dans cette réponse, le président exécutif de NLH réitérait sa position de même que celle de CFLCo c'est-à-dire qu'ils ne peuvent pas répondre à la lettre d'offre d'Hydro-Québec tant et aussi longtemps qu'ils n'auront pas eu l'occasion de discuter de la disponibilité des surplus d'énergie qui pourrait être utilisés au Labrador et sur l'Île de Terre-Neuve. Ce sujet est traité plus longuement au chapitre 7.

5.6 Prix

5.6.1 Prix d'exportation

Comme les deux parties de la demande visent des exportations qui seraient faites selon des contrats différents, le prix d'exportation est établi selon des formules différentes.

after having examined the official contract. No reference was made to interruptible sales under the interconnection agreement.

In a letter dated 12 June 1984, St. Lawrence indicated that it had no objection to sales of power and energy to the State of Vermont since Hydro-Québec, in its letter of offer, stated that St. Lawrence may, at all times, inform Hydro-Québec of its requirement.

In a letter dated 31 May 1984, Ontario Hydro stated that it was not interested in purchasing any part or all of the firm power that Hydro-Québec proposes to export to Vermont DPS. As for the exports under the interconnection agreement, it added that, provided that the prices and conditions are virtually identical to those in the Hydro-Québec — NEPOOL agreement, the position of Ontario Hydro was the same as stated in its response dated 17 April 1984 in the matter of the exports to NEPOOL.

Churchill Falls (Labrador) Corporation did not directly respond to Hydro-Québec's letter of offer dated 11 July 1984. The only response, dated 17 September 1984, was sent to the Chairman of Hydro-Québec and a copy was filed as part of the Newfoundland Labrador Hydro (NLH) intervention which was submitted at the opening of the hearing. In this response, the Chairman and Chief Executive Officer of NLH reiterated his position as well as that of CFLCo, that they could not respond to the Hydro-Québec letter of offer until such time as they had had an opportunity to discuss the availability of Québec surpluses for use in Labrador and on the Island of Newfoundland. More details are given in Chapter 7.

5.6 Prices

5.6.1 Export Prices

Because the two parts of the application deal with exports under different contracts, the export prices are set by different formulae.

Contrat d'électricité garantie

Partie A de la période contractuelle

Prix combiné de la puissance et l'énergie ($ US/MW.h)

Période de 12 mois	Prix brut	Rabais	Prix net
1re	40	7	33
2e	40	7	33
3e	42	7	35
4e	44	7	37
5e	47	7	40

Le rabais de 7 $ US/MW.h s'appliquerait au prix combiné de la puissance et de l'énergie jusqu'au 31 août 1990, en contrepartie de la construction du redresseur-onduleur à courant continu au poste Highgate au Vermont.

Partie B de la période contractuelle

Prix de l'énergie = 80 % du coût pondéré de l'énergie fossile du NEPOOL.

Prix de la puissance = B x I $ US

B est le prix annuel fixé au cours de l'année contractuelle précédente (pour 1990, B = 10 millions $ US) et

I correspond à un facteur d'inflation.

Des renseignements additionnels sur le Contrat d'électricité garantie sont présentés à l'Annexe III.

La mise en place de la nouvelle interconnexion et du redresseur-onduleur nécessitait des coûts d'immobilisations beaucoup plus élevés du côté américain que du côté canadien. Hydro-Québec a consenti un rabais de 7 $ US/MW.h pour une période de cinq ans afin de répartir équitablement le coût des installations nécessaires de chaque côté de la frontière, tout en considérant le fait que ce projet lui donnerait accès à un nouveau marché pour écouler ses excédents d'énergie qui ne seraient pas vendus au cours des premières années du Contrat.

Le rabais a été négocié et le contrat signé avant que les coûts définitifs du projet dans l'État du Vermont soient connus. Au début des négociations les coûts du redresseur-onduleur étaient basés sur les estimations d'Hydro-Québec et non les coûts que Vermont DPS devait payer. Par la suite un manufacturier américain a accepté de construire les installations à un prix de 50 % inférieur à ce qu'avait prévu Hydro-Québec, ce qui était tout à fait imprévisible au moment des négociations.

Firm Power Contract

Part A of the Contract Period

Combined Price for Power and Energy ($ US/MW.h)

12-month Period	Gross Price	Rebate	Net Price
1st	40	7	33
2nd	40	7	33
3rd	42	7	35
4th	44	7	37
5th	47	7	40

The rebate of $ 7 US/MW.h would be applied to the combined price of power and energy up to 31 August 1990 in consideration for building the direct current converter at Highgate Substation in Vermont.

Part B of the Contract Period

Price of energy = 80% of the weighted NEPOOL fossil energy cost.

Price of power = B × I $ US

where B is the annual price set during the previous contract year (for 1990, B = $ 10 million US) and

I is an inflation factor.

Additional information on the firm power contract is given in Appendix III.

The capital expenditures required for the proposed new interconnection and the converter station would be much higher on the American side than on the Canadian side. Hydro-Québec allowed a $ 7 US/MW.h rebate for a five-year period so that the cost of the facilities to be installed on each side of the border would be shared equally, taking into consideration that the project would give it access to a new market to sell energy surpluses that would otherwise remain unsold during the early years of the contract.

The rebate was negotiated and the agreement signed before the actual costs of the project in the State of Vermont were known. At the beginning of the negotiations the cost of the converter station was based on Hydro-Québec's estimates rather than on the costs that Vermont DPS would pay. An American manufacturer subsequently agreed to build the facilities at a price 50 % lower than the Applicant's estimates, which was unforeseeable at the time of the negotiations.

Convention d'interconnexion

Tous les renseignements concernant le prix des différentes transactions possibles selon la Convention d'interconnexion se trouvent à l'Annexe IV.

5.6.2 Coûts canadiens

Selon la demande, l'exportation proposée ne nécessiterait aucune nouvelle installation de production, sauf le devancement possible de certains équipements de pointe pour assurer la fourniture des 150 MW du Contrat d'électricité garantie après 1992. La source de production la plus économique et la plus plausible pour alimenter une telle charge additionnelle en période de pointe serait à partir de 165 MW de turbines à gaz dont la mise en service prévue pour 1996 et 1997 serait avancée à 1993. La demanderesse a indiqué qu'une décision à ce sujet n'est pas requise avant 1986. Le coût de devancement de ces équipements s'éleverait à 15,8 millions $ actualisés en 1985 au taux de 14,5 %. Ces coûts seraient récupérés au cours de la première année de la période d'exportation de même que les coûts associés à la ligne internationale de transport d'électricité qui sont présentés en détail au chapitre 6.

Pour les exportations garanties, la demanderesse a évalué le coût marginal total de production hydraulique, y compris les coûts des pertes, à 200 000 $ pour l'année contractuelle 1985-1986 augmentant jusqu'à 600 000 $ pour l'année 1994-1995. Hydro-Québec ne prévoit pas d'augmentation importante de ses coûts moyens de production pendant la période proposée pour l'exportation. Ces coûts annuels seraient récupérés dès le premier mois de chaque année contractuelle.

Quant aux quantités et aux coûts de la production thermique qui serait nécessaire pour alimenter 150 MW de charge additionnelle après 1990, ils ont été évalués par Hydro-Québec et sont donnés au tableau ci-dessous. Si cette exportation devait se continuer durant la partie B de la période contractuelle, c'est-à-dire après 1990, le coût total de la production thermique s'éleverait à 6 208 600 $ et serait récupéré dès la première année.

Interconnection Agreement

Appendix IV gives information about the prices of the various transactions provided for under the interconnection agreement.

5.6.2 Canadian Costs

According to the application, the proposed exports would require no new generating facilities, except the possible advancement of the in-service date of peaking generation to firm up the supply of the 150 MW of the firm power contract after 1992. The most economical and plausible available option that could help to supply that additional load during peak periods would be the advancement of 165 MW of gas turbines to 1993 from 1996 and 1997. The application stated that a final decision on this matter would not be required before 1986. The cost of advancing the in-service date of this equipment would amount to $ 15.8 million (1985) discounted at 14.5 %. This cost as well as the costs associated with the international power line would be recovered within the first year of the export period. These costs are presented in detail in Chapter 6.

For the firm exports, the Applicant estimated the total incremental cost of hydro generation, including losses, at $ 200 000 for the contract year 1985-86 increasing to $ 600 000 in 1994-95. Hydro-Québec did not foresee any significant increase in its average generation costs over the proposed export period. These annual costs would be recovered during the first month of each contract year.

In respect of thermal generation that could be required to supply 150 MW of additional load after 1990, the quantities and costs, as estimated by the Applicant, are given in the table below. If the exports should continue during Part B of the contract period, the total cost for the thermal production would be $ 6 208 600 and this amount would be recovered during the first year.

HYDRO-QUÉBEC
Évaluation des quantités et coûts de l'énergie thermique requise pour satisfaire une charge additionnelle de 150 MW 1991 à 1995

		1991	1992	1993	1994	1995	Total
Centrale thermique de Tracy							
Quantité	GW.h	2,5	3,1	3,8	3,8	3,8	17,0
Coût	$/MW.h	104,5	115,2	126,9	139,9	154,2	
	$ 000	261,3	357,1	482,2	531,6	586,0	2218,2
Turbines à gaz							
Quantité	GW.h	0,9	1,4	2,9	6,1	6,1	17,4
Coût	$/MW.h	172,6	190,2	209,6	230,9	254,5	
	$ 000	155,3	266,3	607,9	1408,5	1552,4	3990,4
Total							
Quantité	GW.h	3,4	4,5	6,7	9,9	9,9	34,4
Coût	$ 000	416,6	623,4	1090,1	1940,1	2138,4	6208,6

5.6.3 Coût de service équivalent au Canada

Quant aux exportations selon le Contrat d'électricité garantie, la demanderesse a déclaré qu'elle avait offerte aux sociétés suivantes: CFLCo, La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, Ontario Hydro et St. Lawrence Power Company, un contrat de puissance et d'énergie garanties en reprenant essentiellement les prix et conditions convenus avec Vermont DPS. Donc, le prix d'exportation pour ce service ne serait pas inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service équivalent dans des régions connexes.

CFLCo n'a pas répondu directement à la lettre d'offre, tandis que les trois autres sociétés ont répondu qu'elles n'étaient pas intéressées à accepter cette offre.

Ces offres ne tenaient pas compte du rabais de 7 $ US/MW.h accordé à Vermont DPS pour les cinq premières années de la période contractuelle. Lors du contre-interrogatoire de l'Office, un témoin d'Hydro-Québec a déclaré que le rabais de 7 $ US/MW.h avait été concédé premièrement dans le but d'établir un nouveau marché à un moment où Hydro-Québec doit déverser de grandes quantités d'eau. Une deuxième raison est le partage égal des coûts prévus d'immobilisation entre Hydro-Québec et Vermont DPS. Il a aussi dit qu'Hydro-Québec serait prête à consentir un certain rabais sur les prix à un client canadien qui devrait construire une nouvelle interconnexion et qui offrirait un nouveau débouché sur le marché canadien. Il a ajouté que ce ne serait pas nécessairement un rabais de 7 $.

Au sujet des exportations aux termes de la Convention d'interconnexion, Hydro-Québec mentionne d'abord que les mots "service

HYDRO-QUÉBEC
Estimate of Quantities and Costs of Thermal Energy Needed to Meet an Additional 150 MW of Load 1991 to 1995

		1991	1992	1993	1994	1995	Total
Tracy thermal plant							
Quantities	GW.h	2.5	3.1	3.8	3.8	3.8	17.0
Costs	$/MW.h	104.5	115.2	126.9	139.9	154.2	
	$ 000	261.3	357.1	482.2	531.6	586.0	2218.2
Gas turbines							
Quantities	GW.h	0.9	1.4	2.9	6.1	6.1	17.4
Costs	$/MW.h	172.6	190.2	209.6	230.9	254.5	
	$ 000	155.3	266.3	607.9	1408.5	1552.4	3990.4
Total							
Quantities	GW.h	3.4	4.5	6.7	9.9	9.9	34.4
Costs	$ 000	416.6	623.4	1090.1	1940.1	2138.4	6208.6

5.6.3 Cost for Equivalent Service to Canadians

Regarding exports under the firm power contract, the Applicant stated that it had offered to CFLCo, New Brunswick, Ontario Hydro and St. Lawrence Power Company a firm power and energy contract which contained essentially the same prices and conditions agreed upon with Vermont DPS. Accordingly, the export price for this service would not be less than the price to Canadians for equivalent service in related areas.

CFLCo did not respond directly to the letter of offer, while the other three utilities replied that they were not interested in accepting it.

These offers did not contain the $ 7 US/MW.h rebate given to Vermont DPS for the first five years of the contract period. When cross-examined by Board Counsel on this point, a witness for Hydro-Québec stated first that the $ 7 US/MW.h rebate had been conceded in order to open a new market at a time when Hydro-Québec would otherwise be spilling great amounts of water. The second reason was the equal sharing of the expected capital cost of facilities between Hydro-Québec and Vermont DPS. He added that Hydro-Québec would negotiate some rebate on the price for a Canadian customer where a new interconnection would be built which would mean a new opening into the Canadian market. It would not necessarily be a $ 7 rebate.

In dealing with exports under the interconnection agreement, Hydro-Québec noted that the term "equivalent service" is not defined in

équivalent" ne sont pas définis dans la Loi et les Règlements de l'Office national de l'énergie, et puis les définit comme suit:

> "L'expression *"service équivalent"* appliquée à de l'énergie de remplacement de combustible dans deux réseaux voisins implique donc que l'énergie remplacée ait la même valeur. En d'autres termes, remplacer 1 MW.h produit au coût de 20 $ à partir du charbon ou du pétrole est un service équivalent. Par contre, remplacer 1 MW.h produit au coût de 20 $ à partir du charbon et de 50 $ à partir du pétrole n'est plus un service équivalent car la valeur de l'énergie remplacée n'est plus la même."

Cette définition tel qu'employée par Hydro-Québec, signifie que deux ventes d'énergie seraient considérées comme des services équivalents seulement lorsque leur coût marginal respectif (le coût de l'énergie que l'acheteur n'aurait pas à produire en raison de l'achat) était le même.

Hydro-Québec a déclaré que, comme prévu dans ses ententes d'interconnexion avec les réseaux voisins, le prix de vente de l'énergie est généralement fonction du coût du combustible remplacé. Donc, conformément à cette définition, les prix d'exportations prévus par la Convention d'interconnexion avec Vermont DPS ne seraient pas plus bas que les prix demandés aux Canadiens pour des services équivalents dans les régions connexes.

La preuve a démontré que les exportations qui seraient faites sous la licence interruptible pourraient en tout temps être interrompues par tous les services canadiens d'électricité directement interconnectés comme stipulé à la modalité 6 des licences EL-152, EL-153 et EL-167. La demanderesse a déclaré qu'elle recherche toujours à maximiser ses revenus en utilisant le plus possible ses interconnexions avec les réseaux voisins qu'ils soient américains ou canadiens. Dans le cas des exportations interruptibles, l'énergie serait offerte d'abord au marché le plus offrant; il est donc très difficile de dire quel réseau serait servi le premier, Vermont DPS, NEPOOL ou PASNY. Tout dépendrait des conditions qui prévaudraient au moment où les transactions se feraient.

5.6.4 Coût d'opportunité sur le marché américain

Afin de démontrer que les prix de l'exportation proposée ne seraient pas sensiblement inférieurs à ceux des autres sources sur le marché

the National Energy Board Act and Regulations, and submitted its own definition, translated and restated as follows:

> "The expression *"equivalent service"* applied to fuel replacement energy in two adjoining systems implies that the energy replaced has the same value. In other words, to replace 1 MW.h produced from coal or oil at a cost of $ 20 is an equivalent service. But to replace 1 MW.h produced from coal at a cost of $ 20 or from oil at $ 50 is not an equivalent service since the value of the replaced energy is not the same".

This definition used by Hydro-Québec, means that two energy sales would only be equivalent services if the avoided or decremental cost (the cost of the energy which the buyer would not have to produce because of the purchase) would be the same.

Hydro-Québec stated that the price for energy sales, in its interconnection agreements with neighbouring systems, is generally a function of the cost of the displaced fuel. Consequently, according to this definition, the export prices provided for by the interconnection agreement with Vermont DPS would not be lower than the prices charged to Canadians for equivalent service in adjacent regions.

The evidence shows that the proposed exports of power and energy pursuant to the interconnection agreement could be interrupted at any time by any Canadian company with access to Hydro-Québec's system, in the same manner as currently provided for by condition 6 of Licences EL-152, EL-153 and EL-167. The Applicant stated that it wishes to maximize its revenue by making maximum use of its interconnections with neighboring systems in both Canada and the United States. In the case of interruptible exports, the energy would be first offered to the most lucrative market; it is therefore difficult to tell which system would be served first, Vermont DPS, NEPOOL or PASNY. It would depend on the conditions that prevail at the time of the export transactions.

5.6.4 Alternative Cost in the United States Market Area

To show that the proposed export prices would not be materially less than those of other sources in the export market, the application

d'exportation, la demande fait état de toutes les sources de production accessibles ou disponibles à l'État du Vermont, dont seulement trois peuvent être considérées comme une solution de rechange aux 150 MW de puissance garantie selon le Contrat avec Hydro-Québec. Chacune de ces solutions est accompagnée de contraintes qui font que l'on peut douter de sa viabilité.

Les deux premières sources seraient l'achat de la capacité de production d'origine nucléaire et au mazout de NEPOOL puisque tous les services d'électricité de l'État du Vermont sont membres de ce consortium.

1 — Le prix de la puissance nucléaire pour l'année 1986 varierait de 20 à 25 cents/kW.h avec un facteur d'utilisation de 70 %. Déjà l'État du Vermont compte sur cette source de production pour combler environ 50 % de ses besoins en énergie, une proportion plus élevée pourrait représenter une trop grande dépendance sur une seule source et par conséquent pourrait menacer la sécurité de ses approvisionnements.

2 — Le prix courant pour la production à partir du mazout est d'environ 5 à 6 cents/kW.h pour l'énergie plus le coût de la puissance qui peut varier de 1,5 à 4 cents/kW.h selon le facteur d'utilisation. De plus ces prix varieraient de façon à suivre les fluctuations du prix du pétrole brut sur le marché mondial. Vermont DPS ne considère pas que cette option soit économique à long terme, mais que ce serait plutôt la solution appropriée à court terme pour des achats d'énergie d'économie ou pour remplacer la production de certains groupes hors service.

Ontario Hydro via PASNY pourrait être une troisième source. Néanmoins pour avoir accès à 150 MW de puissance garantie d'Ontario-Hydro, il faudrait que Vermont DPS puisse négocier une entente de transit avec PASNY pour assurer le transfert de l'énergie entre l'État de New York et l'État du Vermont durant toute la période proposée à l'exportation.

La demande mentionne aussi la possibilité d'ajouter de nouveaux groupes producteurs soit hydrauliques ou thermiques à un coût assez élevé, par contre le délai requis pour mettre en place de telles installations est trop long pour pouvoir satisfaire les besoins de l'État du Vermont dans un proche avenir.

Lors de l'audience le témoin pour Vermont DPS, en réponse aux questions du procureur de l'Office, a pratiquement éliminé chacune des solutions énumérées ci-haut, en tenant compte

put forward all the sources of production accessible to or available within the State of Vermont. Only three sources could be considered as possible alternatives to the 150 MW of firm power to be purchased under the contract with Hydro-Québec. Each alternative is subject to constraints which raise doubts about its viability.

Two of these sources would be the purchase of nuclear and oil-fired capacity from NEPOOL since all electrical utilities in Vermont are members of the pool.

1. The total cost of nuclear capacity is projected to range from 20 to 25 cents/kW.h in 1986 if used at 70 % capacity factor. Nuclear production already supplies approximately 50 % of the energy requirements in the State of Vermont. A higher proportion could mean over-dependance on one single type of production and could therefore endanger the security of supply.

2. The current price for oil-fired generation is approximately 5 to 6 cents/kW.h for the energy plus a capacity charge which could vary from 1.5 to 4 cents/kW.h depending on the capacity factor. In addition, those prices were expected to escalate with the crude oil price on the world market. Vermont DPS did not consider this to be an economical long-term option. It would, instead, be more appropriately considered a short-term option for purchases of economy energy or to replace Vermont generation when certain units were out of service.

Purchases from Ontario Hydro via PASNY could be a third alternative. However, to gain access to 150 MW of firm power from Ontario Hydro, Vermont DPS would first have to negotiate a wheeling agreement with PASNY to assure the transfer of energy through the State of New York to the State of Vermont throughout the proposed export period.

The application also mentions the possibility of installing new hydro or thermal generating units, but the cost would be high and the lead time required to install these facilities is too long to enable the near-term requirements in the State of Vermont to be met.

At the hearing the witness for Vermont DPS, in response to questions asked by Board Counsel, virtually ruled out each alternative mentioned above, primarily because of time and

surtout des contraintes de temps et de transport et du danger d'une trop forte dépendance des centrales nucléaires. Le témoin a affirmé que finalement Vermont DPS n'avait pas d'alternative véritable au Contrat d'électricité garantie avec Hydro-Québec quoiqu'en dernier ressort il pourrait toujours compter sur NEPOOL. Il a aussi déclaré que si la demanderesse n'obtenait pas la licence demandée et que par conséquent ce contrat n'était pas approuvé, il devrait essayer de se tirer de cette situation difficile en tentant de négocier au mieux des ententes à court terme avec les différents services d'électricité que ce soit de l'État de New York, du Nouveau-Brunswick ou avec l'Ontario Hydro.

Le même témoin a déclaré qu'il devait remplacer 270 MW de puissance en raison de la fermeture temporaire de la centrale nucléaire Vermont Yankee prévue pour septembre 1985. Jusqu'à maintenant il n'y a pas encore trouvé une seule source de production garantie pour remplacer toute cette puissance.

5.6.5 Revenus

Le Contrat d'électricité garantie prévoit que Vermont DPS doit prendre et payer l'énergie à un facteur d'utilisation annuel d'au moins 80 % durant les cinq premières années du contrat, et 50 % durant les cinq dernières années. Donc, Hydro-Québec est assurée d'un revenu net d'environ 200 millions $ pour la partie A de la période contractuelle et recevrait plus de 300 millions $ pour la partie B, si Vermont DPS n'exerce pas son droit de mettre fin au Contrat à la fin de la partie A de la période contractuelle (dollars canadiens courants).

De plus les ventes selon la Convention d'interconnexion pourraient rapporter des revenus nets d'environ 150 millions de dollars canadiens courants durant la même période.

5.7 Effets sur l'environnement

La production thermique au mazout de la centrale de Tracy et des turbines à gaz qui serait requise pour alimenter l'exportation garantie proposée, représenterait moins de 0,5 % de la production totale. D'ailleurs, les centrales thermiques de la demanderesse sont exploitées conformément au Règlement sur la qualité de l'atmosphère adopté en vertu de la Loi sur la Protection de l'environnement de la province de Québec.

Quant à la centrale nucléaire Gentilly 2, la demande mentionne qu'elle fonctionnera essentiellement en régime de base et que ce régime ne sera pas modifié par les exportations.

transmission constraints as well as the danger of too high a dependance on nuclear plants. He maintained that, in fact, Vermont DPS did not have any realistic alternative to the firm power contract with Hydro-Québec although in the last resort, Vermont DPS could always count on NEPOOL. He also added that if the Applicant is not granted the requested licence and as a consequence the contract is not approved, Vermont DPS would "have to try to muddle through" by negotiating a series of short-term transactions with utilities in the State of New York, in New Brunswick or with Ontario Hydro.

The same witness stated that Vermont DPS has to replace a total of 270 MW due to the temporary shutdown of the Vermont Yankee nuclear station scheduled for September 1985. To date, no single source of firm generation has been found to replace this full amount.

5.6.5 Revenue

The firm power contract requires Vermont DPS to take or pay for the energy at a minimum of 80 % annual load factor during the first five years of the contract, and at a minimum of 50 % during the last five years. Therefore, the Applicant is guaranteed about $ 200 million for Part A of the contractual period and would receive more than $ 300 million during Part B, if Vermont DPS does not exercise its option to terminate the contract at the end of Part A of the contractual period (all in current Canadian dollars).

In addition, sales under the interconnection agreement could yield approximately 150 million current Canadian dollars during the 10-year period.

5.7 Environmental Effects

The production from the Tracy oil-fired generation plant and from gas turbines that would be required to supply the proposed firm export would equal less than 0.5 % of Hydro-Québec's total production for all purposes. Moreover, the Applicant operates its thermal stations in accordance with the "Règlement sur la qualité de l'atmosphère" adopted pursuant to the "Loi sur la Protection de l'environnement de la province de Québec".

As for the Gentilly 2 nuclear station, the application states that it will operate essentially as a base-load supply, and its operation would not be affected by the exports.

Chapitre 6
La preuve: Ligne internationale de transport d'électricité

6.1 Sélection du tracé général

La preuve a montré qu'au cours de l'étude de planification, Hydro-Québec a d'abord examiné trois variantes de configuration de la ligne: Cowansville — frontière, Saint-Sébastien — frontière et Bedford — frontière. Hydro-Québec a déterminé que pour des raisons techniques la configuration Bedford — frontière était la plus intéressante, par conséquent, elle l'a retenu pour l'implantation de la nouvelle interconnexion.

Après avoir fait analyse des espaces de résistance à la hauteur de la frontière et mené des négociations avec la Vermont DPS, Hydro-Québec a déterminé que le point d'interconnexion serait fixé à un point situé à proximité de la borne 620A.

Hydro-Québec a délimité une zone d'étude à l'échelle 1:20 000 de façon à englober:

au nord — le point de départ de la ligne à 120 kV (le poste Bedford) ainsi qu'une partie du réseau à 120 kV et

au sud — une partie suffisante de la frontière avec le Vermont pour permettre une bonne conception des tracés dans l'axe Bedford — Vermont.

La zone d'étude a fait l'objet d'un inventaire détaillé des milieux humain, naturel et visuel[1].

[1] La procédure suivie normalement par Hydro-Québec pour une étude d'impact sur l'environnement est d'abord de définir la zone d'étude, en considérant la totalité de la zone touchée par le projet. Par la suite, cette zone est subdivisée en unités dites d'environnement qui correspondent à des zones foncières qui, en raison de leurs caractéristiques naturelles ou humaines, sont relativement homogènes. Les types d'unités d'environnement sont identifiées à titre de terres agricoles, de zones forestières, de zones d'importances écologiques, de propriétés urbaines ou de villégiature, de zones d'intérêt spécial, par exemple les parcs et les autres zones consacrées à d'autres types d'entreprises se rapportant aux mines, au transport et à l'industrie. Les unités d'environnement sont ensuite classées par ordre d'importance selon leur degré de sensibilité à la construction d'une ligne de transport d'électricité tel que perçu par Hydro-Québec.

Chapter 6
The Evidence: International Power Line

6.1 General Route Selection

The evidence showed that during the planning stage, Hydro-Québec first examined three line configuration alternatives, namely : Cowansville-border, Saint-Sébastien-border and Bedford-border. Hydro-Québec determined that the Bedford-border configuration was the most satisfactory alternative based on technical considerations. Consequenty, it selected this configuration for establishing the new interconnection.

After a study of the resistance to environmental damage of areas in the vicinity of the international boundary and negotiations with Vermont DPS, Hydro-Québec determined that the interconnection point would be at a location near international marker 620A.

Hydro-Québec then defined a study zone, at a scale of 1:20 000, to cover:

Northern portion — the point of departure of the 120 kV line (Bedford substation) and a portion of the 120 kV network; and

Southern portion — a large enough portion of the Vermont border area to provide a good knowledge of possible routes in the Bedford — Vermont axis.

A comprehensive inventory of the human, visual and natural aspects of the surroundings was carried out in the zone of study[1].

[1] The procedure normally followed by Hydro-Québec in an environmental impact study is firstly to define the zone of study, taking in all the area affected by the project. This zone is then subdivided into so-called environmental units which correspond to areas of land that, by their natural or human characteristics, possess some degree of homogeneity. The types of environmental units identified are characterized as agricultural lands, forested areas, important ecological areas, urban or vacation properties, areas of special interest such as parks and other areas devoted to other types of human endeavours related to mining, transportation and industry. Environmental units are then ranked in order of importance based on Hydro-Québec's perception of their sensitivity to the construction of an international power line.

Il est à noter que lors de l'audience publique un témoin de la demanderesse a fait remarquer qu'en raison de l'étendue limitée de la zone d'étude (15 km de largeur), Hydro-Québec n'a pas utilisé l'étape intermédiaire d'établissement de corridor mais a plutôt directement établi des tracés.

Cette première étape du processus de sélection du tracé a permis d'élaborer trois tracés du poste Bedford au point de traversée de la frontière du Vermont. Ce sont les tracés Ouest, Centre et Est ainsi nommés en raison de leur emplacement géographique (voir Annexe VII).

Le résultat de ces études préliminaires montre que le tracé Centre s'intègre bien à l'environnement dans sa partie nord (où il longe la limite municipale de Bedford et de Stanbridge) mais il est difficilement acceptable dans sa partie sud. Les tracés Ouest et Est, au contraire, créent des problèmes d'intégration à l'environnement dans leur partie nord, alors qu'ils causent relativement peu d'impacts dans leur partie sud.

Deux nouveaux tracés ont donc été établis à partir du tracé Centre: l'un est appelé Centre-Ouest puisqu'il rejoint le tracé Ouest là où ce dernier profite dans une large mesure des espaces forestiers, l'autre est appelé Centre-Est puisqu'il rejoint le tracé est là où celui-ci emprunte aussi un trajet où les espaces forestiers dominent. Une analyse comparative a été faite pour chacun de ces nouveaux tracés. Hydro-Québec a retenu le tracé Centre-Est en se fondant sur des considérations d'ordre économique, technique et environnementale. La section 6.6 traite en détail du processus de sélection du tracé utilisé par Hydro-Québec.

Hydro-Québec a établi un programme de communication dans le but de faire connaître à la population de la région en cause, les différents éléments du projet d'interconnexion et d'obtenir sa réaction. Ce programme s'est réalisé en deux étapes: une première étape où l'information préliminaire a été donnée et une deuxième où les résultats des études et la solution retenue ont été annoncés.

Hydro-Québec a indiqué qu'aucune objection n'a été soulevée lors des réunions d'information. La demanderesse a aussi mentionné que quatre propriétaires ont demandé des modifications au tracé de la ligne et que des consultations ont eu lieu avec chacun des propriétaires concernés.

6.2 Tracé retenu

Selon Hydro-Québec, le tracé Centre-Est retenu pour l'implantation de la ligne à 120 kV Bedford — Vermont constitue la meilleure solution sur le plan de l'environnement et s'avère réalisable sur le plan technique. La longueur totale du

It should be noted that a witness for the Applicant pointed out that, because of the small size of the study zone (15 km wide), Hydro-Québec omitted the intermediate step of establishing corridors, and proceeded directly to identify alternate routes.

The first phase of the route-selection process established three routes running from Bedford substation to the crossing point on the Vermont border. These routes are referred to as the West, Centre and East because of their geographical location (see Appendix VII).

The results of these preliminary studies indicated that the northern part of the Centre route (running along the Bedford and Stanbridge municipal border) could be easily integrated into the environment, but it would be difficult to integrate the southern part. On the contrary, the West and the East routes present integration problems in the northern part, while there would be hardly any impacts in the southern part.

Two new routes were therefore established based on the Centre route: one is referred to as Centre-West and joins the West route where the latter runs through forested areas; the other one is named Centre-East and joins the East route where the latter runs through forested areas. Following a comparison of these new routes, Hydro-Québec, based on economic, technical and environmental considerations, selected the Centre-East route. A more detailed description of Hydro-Québec's route-selection process is given in Section 6.6.

Hydro-Québec conducted a communication program to inform the population in the affected area of the interconnection project and to obtain their general reaction. This was a two-stage program: a preliminary information stage and a second stage where the results of the study and the preferred route were announced.

Hydro-Québec indicated that no objection was raised at these information meetings. The Applicant also stated that four landowners requested that the route alignment be modified. A meeting with each of the landowners concerned has been held.

6.2 Preferred Route

According to Hydro-Québec, the Centre-East route selected for the installation of the Bedford-Vermont 120 kV line is the best choice from an environmental aspect and is technically the most practical. The total length of the route

tracé est donc de 17,63 km, et le coût de la ligne s'établit à 4,5 millions de dollars actualisés de 1985.

Ce tracé contourne la ville de Bedford du côté est. Dans sa première partie il longe la limite municipale entre Bedford et Stanbridge, située presque entièrement en milieu forestier, jusqu'à la limite municipale de Saint-Armand-Ouest. Il contourne ensuite par l'est Guthrie et Pigeon-Hill en utilisant au maximum les massifs forestiers. Il contourne finalement l'îlot agricole du chemin Beaulac pour rejoindre le point de traversée de la frontière internationale qui se trouve à 450 mètres à l'est de la borne internationale 620A dans la municipalité de Saint-Armand-Ouest.

6.3 Caractéristiques techniques

6.3.1 Ligne internationale de transport d'électricité

La preuve indique que la capacité thermique de cette ligne serait de 270 MW en hiver et 200 MW en été. L'installation doit permettre de transiter jusqu'à 200 MW à l'étape finale.

La ligne à 120 kV serait montée sur des portiques de bois qui auraient une hauteur moyenne de 17,7 m et dont la portée moyenne serait de 160 m. La largeur de l'emprise serait de 40 m. Les caractéristiques techniques de la ligne sont données en détail à l'Annexe VIII.

6.3.2 Modifications aux postes existants

Hydro-Québec devra ajouter de l'équipement et modifier les postes de Bedford, Saint-Sébastien, Saint-Césaire, Farnham, Sherbrooke et Stanstead, afin de pouvoir utiliser les 200 MW de capacité thermique de la nouvelle interconnexion.

De plus les équipements électriques suivants devront être installés plus tôt que prévu:

— ligne à 120 kV Iberville — Saint-Sébastien;

— augmentation de la capacité de transformation au poste Saint-Césaire; et
— le renforcement de l'alimentation du poste Saint-Césaire.

6.3.3 Normes

Les témoins d'Hydro-Québec ont affirmé que la ligne internationale rencontrerait ou dépasserait toutes les normes canadiennes applicables.

6.4 Évaluation du coût d'immobilisations

La demande mentionnait que le coût original du projet d'interconnexion était estimé à 8,1 millions

is 17.63 km, and the cost of the line is estimated at $ 4.5 million (1985).

This route skirts the eastern limit of the town of Bedford. The first portion runs along the municipal boundary between Bedford and Stanbridge, mainly through forested areas, up to the municipal boundary of Saint-Armand-Ouest and then runs through forests east of Guthrie and Pigeon-Hill. Finally, it bypasses the agricultural lands along Beaulac road to meet the crossing point on the international border located 450 meters east of the international boundary marker 620A, in the municipality of Saint-Armand-Ouest.

6.3 Technical Characteristics

6.3.1 International Power Line

The evidence showed that the thermal capacity of the line would be 270 MW in winter and 200 MW in summer. The facility would be able to transmit 200 MW in the final phase.

The 120 kV line would be supported on wood pole structures with an average height of 17.7 m and would have an average span length of 160 m. The width of the right-of-way would be 40 m. A more detailed listing of the technical characteristics of the line is given in Appendix VIII.

6.3.2 Modifications to Existing Substations

To be able to use the 200 MW thermal capacity of the new interconnection, Hydro-Québec must add new equipment and make changes to the following substations: Bedford, Saint-Sébastien, Saint-Césaire, Farnham, Sherbrooke and Stanstead.

In addition, the following electrical facilities must be installed earlier than planned:

— 120 kV line between Iberville and Saint-Sébastien;
— Additional transformer capacity at Saint-Césaire substation; and
— Reinforcement of the supply to Saint-Césaire.

6.3.3 Standards

Witnesses for Hydro-Québec maintained that the international power line would meet or exceed all the applicable Canadian standards.

6.4 Calculation of Capital Costs

The Applicant estimated the original cost of the interconnection project at 8.1 million current

de dollars courants et réparti de la façon suivante: 4,5 millions pour la ligne à 120 kV Bedford — frontière du Vermont, 1,9 million pour les modifications à exécuter à six postes et 1,7 million pour les installations connexes. Une répartition détaillée de ces coûts est donnée à l'Annexe IX.

Le financement de ce projet ferait partie du programme général d'immobilisations de la demanderesse. Il n'y aurait donc pas de financement spécifique relié à ce projet. Le contenu canadien de la ligne et des installations connexes serait de plus de 98 %.

6.5 Justification économique

Cette nouvelle interconnexion va permettre à Hydro-Québec de réaliser, au cours de la période de 10 ans prévue au Contrat avec Vermont DPS, des revenus nets garantis de 295,5 millions de dollars actualisés à la date prévue de mise en service soit septembre 1985.

Sur la base des calculs précédents, Hydro-Québec a soumis comme preuve de la praticabilité économique de la ligne internationale que les revenus nets garantis au cours des trois premiers mois de livraison défraieraient complètement tous les coûts de la ligne, c'est-à-dire 8,1 millions de dollars.

Lors de l'audience le témoin expert en planification des équipements a déclaré que le coût total du projet avait été réduit à 7 millions de dollars grâce à de l'équipement qui est déjà disponible sur le réseau et qui pourrait être utilisé pour la nouvelle interconnexion.

6.6 Impact sur l'environnement

Hydro-Québec, dans sa demande, a inclu une description de son processus de sélection du tracé et de son évaluation environnementale. Ce processus de sélection et l'évaluation environnementale sont résumés dans un document appelé "Rapport sur les études d'avant-projet".

L'étude environnementale[1] porte surtout sur les zones d'impact visuel et sur les effets

dollars divided as follows: 4.5 million for the 120 kV Bedford-Vermont line, 1.9 million for modifications at six substations and 1.7 million for associated facilities. A more detailed cost breakdown is given in Appendix IX.

Financing for this project would be provided under the Applicant's general capital expenditures program. Therefore, there would be no separate financing for the project. The Canadian content of the transmission line and related facilities would be more than 98 %.

6.5 Economic Justification

This new interconnection would enable Hydro-Québec to receive net revenue, during the 10-year term provided in the contract with Vermont DPS, amounting to $ 295.5 million discounted to September 1985, the expected in-service date.

Based on calculations described earlier, Hydro-Québec's evidence in support of the economic feasibility of the international power line stated that the net revenue would recover all costs associated with the line, $ 8.1 million, within the first three months of operation.

At the hearing, an equipment planning witness testified that the total cost of the project had been reduced to $ 7 million because some equipment already available on the system could be used for the new interconnection.

6.6 Environmental Impact

As part of its application, Hydro-Québec included documentation describing its route-selection process and its environmental assessment. This process and the environmental assessment are summarized in a document called the "Rapport sur les études d'avant-projet".

The environmental assessment[1] concentrates on the areas of visual impact and effects

(1) La procédure suivie par Hydro-Québec dans son évaluation environnementale consiste à classer les répercussions visuelles et fonctionnelles des tracés proposés selon leur importance relative. Les impacts visuels sont classés selon l'effet sur le champ de vision d'un observateur à partir d'un endroit précis; les impacts fonctionnels sont classés en se fondant sur l'effet relatif de l'utilisation présente, potentielle ou possible des terres. Le nombre total des impacts visuels et fonctionnels, de même que leur évaluation, sont déterminés pour chaque tracé. On a déterminé que le tracé Centre-Est que l'on a retenu, était celui dont l'évaluation était la plus basse et le nombre d'impacts le moins élevé.

(1) The procedure followed by Hydro-Québec in its environmental assessment was to classify the visual and functional impacts of the proposed routes according to their relative importance. Visual impacts were rated based on the effect on an observer's field of vision from a specified location; functional impacts were rated based on the effect on present, potential or possible use of land. The total number of visual and functional impacts, along with their ratings, were determined for each of the routes. The route having both the lowest rated and the lowest number of impacts was determined to be the Centre East route, which was selected as the preferred route.

sur l'utilisation des terres. Cette évaluation se réfère à un document appelé "Code de l'environnement", qui est un manuel préparé par Hydro-Québec et décrivant les mesures et les procédures disponibles pour minimiser les répercussions environnementales de ses activités dans le cas de travaux d'exploration, de construction de nouvelles installations et lors de l'exploitation et de l'entretien de son réseau. Ce manuel a été déposé lors de l'audience NEPOOL tenue en mai 1984.

6.6.1 Impact visuel et fonctionnel

La preuve a montré que le tracé retenu profiterait au maximum des massifs forestiers. Les impacts permanents occasionnés par l'implantation de la ligne ont tous été classés par Hydro-Québec comme faibles ou très faibles à l'exception d'un impact fort sur un espace agricole et deux impacts forts sur des espaces forestiers.

En milieu agricole une attention particulière serait apportée au choix des types de supports (portique ou monopoteau) afin de nuire le moins possible aux activités agricoles.

6.6.2 La flore et la faune

Puisqu'en délimitant le tracé on a tenu compte non seulement des besoins du projet mais aussi de l'analyse des enjeux environnementaux effectuée à partir des régions et des districts écologiques, l'impact sur la flore et la faune a été réduit à un strict minimum.

L'entretien de la ligne à 120 kV devrait normalement nécessiter l'épandage d'herbicide dans les espaces forestiers environ une fois tous les trois ans. La preuve a toutefois indiqué qu'Hydro-Québec considérerait la possibilité de procéder à un entretien de l'emprise par des méthodes manuelles plutôt que par épandage d'herbicide.

6.6.3 Brouillage électromagnétique

Un témoin expert de la demanderesse a affirmé qu'en général une ligne à 120 kV ne produit pas d'effet couronne par beau temps, et avec ce niveau de tension il considère que l'effet serait minime même par mauvais temps.

on land use. The assessment refers to a document called "Code de l'environnement", a handbook prepared by Hydro-Québec describing the measures and procedures available to minimize the environmental impact of its activities in the areas of exploration, construction of new facilities, and the operation and maintenance of its system. This handbook was filed at the May 1984 NEPOOL hearing.

6.6.1 Visual and Functional Impact

The evidence showed that the preferred route would run through wooded areas wherever possible. The permanent impacts caused by the installation of the line have been classified by Hydro-Québec as weak or very weak with the exception of one strong impact on agricultural lands and two strong impacts on forested areas.

In agricultural areas, special care would be given to the selection of the type of support (structure or single pole) to minimize adverse effects on agricultural activities.

6.6.2 Flora and Fauna

Since the process of defining the route took into account both the technical and environmental aspects of the project, the potential impacts on flora and fauna have been reduced to the absolute minimum.

Maintenance of the 120 kV line would normally require spraying of herbicides in forested areas once every three years. The evidence presented by Hydro-Québec showed, however, that they would consider the possibility of maintaining the right-of-way by manual methods rather than by spraying herbicides.

6.6.3 Corona

An expert witness for the Applicant testified that in general a 120 kV line will not exhibit corona effect during fair weather and that, with this voltage level, the effect would be minimal during rainy weather.

Chapitre 7
Interventions

Six organisations ont fait parvenir des interventions qui se rapportent toutes à la demande des licences. Voici un bref résumé de chaque déposition et de la plaidoirie avancée par les intervenants.

7.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited

CFLCo possède et exploite la centrale hydroélectrique de Churchill Falls qui est interconnectée au réseau de transport d'Hydro-Québec ainsi qu'au réseau de Newfoundland and Labrador Hydro. Presque toute la production d'énergie de cette centrale est vendue à Hydro-Québec conformément à un contrat à long terme. Quoique représentée à l'audience, CFLCo n'a pas participé activement.

7.2 Newfoundland and Labrador Hydro

Dans son intervention, NLH a déclaré que la province de Terre-Neuve avait un besoin immédiat et à long terme de puissance et d'énergie du même genre que ce qu'Hydro-Québec veut exporter à Vermont DPS.

À l'ouverture de l'audience, NLH a déclaré que sa position relativement à la présente demande d'Hydro-Québec demeure la même que celle qu'elle avait prise lors des audiences tenues en octobre 1983 et mai 1984 relativement aux demandes d'Hydro-Québec visant des exportations vers PASNY et NEPOOL, respectivement. Par conséquent, elle a introduit par voie d'affidavit plutôt que *viva voce*, essentiellement la même preuve qu'elle avait présentée à l'audience NEPOOL. Alors l'Office, afin de s'assurer que le dossier soit complet, a demandé à NLH de déposer à nouveau la preuve en chef telle qu'elle avait été présentée à l'audience PASNY, (elle diffère légèrement de la preuve en chef présentée lors de l'audience NEPOOL), de même que le témoignage *viva voce* des témoins de NLH et la plaidoirie de NLH avancée aux audiences PASNY et NEPOOL.

NLH continue de déplorer l'absence de toute grande tentative de la part d'Hydro-Québec pour explorer les possibilités et les moyens pour que ses ressources hydrauliques

Chapter 7
Interventions

Six organizations submitted interventions regarding the application for licences. Short summaries of each submission and the arguments presented by the parties are given below.

7.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited

CFLCo owns and operates the Churchill Falls hydroelectric generating station which is interconnected with the Hydro-Québec system as well as the NLH system. Most of the station's energy output is sold to Hydro-Québec under a long-term contract. CFLCo was represented at the hearing but did not participate.

7.2 Newfoundland and Labrador Hydro

NLH, in its intervention, stated that the Province of Newfoundland has an immediate and long-term requirement for the type of power and energy that Hydro-Québec wants to export to Vermont DPS.

At the opening of the hearing, NLH stated that its position concerning the present Hydro-Québec application remains the same as the position adopted at the hearings held in October 1983 and May 1984 in the matter of the PASNY and NEPOOL applications respectively. Consequently, it introduced, by way of affidavit rather than *viva voce*, essentially the same evidence that it had presented at the NEPOOL hearing. The Board, in order to ensure a complete record, requested NLH to also refile the direct evidence presented at the PASNY hearing (which is slightly different from the direct evidence presented at the NEPOOL hearing), as well as the *viva voce* testimony of the NLH witnesses and the argument presented at both the PASNY and NEPOOL hearings.

NLH continued to deplore the lack of any meaningful attempt by Hydro-Québec to explore the possibilities and the means for its hydroelectric resources to be used to supply the

soient utilisées pour satisfaire la charge de Terre-Neuve. La preuve de cet intervenant comprenait des prévisions des besoins de l'Île de Terre-Neuve (l'Île) et du Labrador et des achats d'Hydro-Québec (voir le tableau suivant) qui serviraient à répondre à ces mêmes besoins pendant toute la période d'exportation proposée et, cherchait à démontrer que l'Île et le Labrador pouvaient avoir accès au réseau d'Hydro-Québec.

NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HYDRO
Prévisions des achats annuels d'énergie en provenance d'Hydro-Québec
(GW.h)

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	Total
1940	2296	6042	6396	6721	7115	7864	**38374**

La preuve a démontré que pour la période 1990 à 1996, les achats d'Hydro-Québec pourraient remplacer environ 40 millions de barils de mazout lourd nécessaires à la production thermique dans l'Île. Une partie de ces achats remplacerait la production de la centrale existante Holyrood alimentée au pétrole et le reste remplacerait l'énergie provenant d'éventuelles nouvelles centrales alimentées au pétrole qui seraient requises pour répondre aux augmentations futures de la charge à Terre-Neuve. NLH a indiqué que si elle réussissait à obtenir un approvisionnement stable en électricité, elle pourrait raisonnablement s'attendre de pouvoir attirer de nouvelles industries au Labrador, par exemple une nouvelle industrie de la fonte d'aluminium. De plus, un client du Labrador pourrait exiger jusqu'à 310 MW de puissance pour remplacer le mazout lourd utilisé par l'industrie du raffinage des métaux. NLH a fait valoir qu'actuellement la charge au Labrador était principalement alimentée par la centrale Churchill Falls au moyen d'une ligne de transport de 138 kV et deux lignes de 230 kV. De nouvelles installations de transport ou des améliorations aux installations existantes pourraient être requises pour répondre à de nouveaux besoins au Labrador.

L'intervention soulignait le fait que pour alimenter de nouveaux besoins en électricité sur l'Île, il faudrait que celle-ci soit reliée au Labrador par une nouvelle interconnexion. Le financement d'un tel projet ne pourrait pas être assuré tant et aussi longtemps que NLH n'aurait pas accès à une source de production garantie.

NLH a aussi déploré le fait que la puissance qu'Hydro-Québec s'apprêtait à mettre à la disposition de l'État du Vermont ne lui avait pas été offerte avant que la demande soit déposée à l'Office. Elle a aussi ajouté que lorsqu'Hydro-Québec a fait l'offre à CFLCo, il était évident

Newfoundland requirements. This intervenor's evidence included forecasts of the loads of the Island of Newfoundland (the Island) and Labrador and of the purchases from Hydro-Québec needed to serve these loads throughout the requested licence period as shown in the following table. It also presented evidence to demonstrate the accessibility of the Island and Labrador to Hydro-Québec's system.

NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HYDRO
Forecast Annual Purchases from Hydro-Québec
(GW.h)

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	Total
1940	2296	6042	6396	6721	7115	7864	**38374**

The evidence showed that for the period from 1990 to 1996, purchases from Hydro-Québec could displace approximately 40 million barrels of heavy fuel oil required for thermal generation on the Island. Part of these purchases could displace oil-fired generation at the existing Holyrood Plant, and the rest could be used to displace energy from possible new oil-fired generation which could be required to meet future increases in Newfoundland's load. NLH indicated that, if a stable supply of electricity could be obtained, it could reasonably expect to attract new industries to Labrador, such as a new aluminum smelting industry. Moreover, one customer in Labrador could require up to 310 MW to displace heavy fuel oil used in the metal refining industry. NLH's evidence showed that most of its present load in Labrador was served from the Churchill Falls plant over one 138 kV and two 230 kV transmission lines. New transmission lines or improvements to the existing facilities could be required to serve new loads in Labrador.

The intervention stressed that the preferred alternative for supplying future electrical needs on the Island would be the construction of an interconnection with Labrador. This project could not be financed until such time as an assured power supply was available to NLH.

This intervenor also deplored the fact that Hydro-Québec had not offered NLH the power proposed for export to the State of Vermont prior to the submission of the application to the Board. It added that it remains apparent that, in making the offer to CFLCo, Hydro-Québec

qu'elle n'avait pas tenu compte du besoin de construire une interconnexion jusqu'à l'Île. Enfin, malgré toutes les protestations que NLH avait déjà soulevées au sujet du peu de temps accordé pour répondre à une lettre d'offre, elle juge que le délai de moins de deux mois accordé par Hydro-Québec est nettement insuffisant pour lui permettre d'entamer des négociations sérieuses.

NLH a demandé que l'Office refuse d'accorder à Hydro-Québec toute licence d'exportation qui, de quelque façon que ce soit, pourrait être une entrave aux approvisionnements en énergie de Terre-Neuve. NLH a suggéré que l'Office doit d'abord être convaincu qu'Hydro-Québec a fait une étude approfondie des besoins en énergie du Labrador et de l'Île de Terre-Neuve et les efforts nécessaires pour s'assurer que ces besoins canadiens sont comblés conformément aux exigences de la Loi de l'Office.

NLH a de plus indiqué que l'Office se doit de ne pas approuver l'exportation d'énergie par Hydro-Québec tant et aussi longtemps que celle-ci n'aurait pas fait des tentatives raisonnables pour arriver à une entente pour le partage équitable des revenus des exportations rendues possibles grâce aux importations de Terre-Neuve.

7.3 Ontario Hydro

Dans son intervention Ontario Hydro se réservait le droit de contre-interroger la demanderesse et de soumettre une preuve en chef si elle le jugeait à propos. Elle était représentée à l'audience mais n'y a pas participé.

7.4 Ministère de l'énergie de l'Ontario

Dans son intervention le Ministère de l'énergie de l'Ontario se réservait le droit de contre-interroger la demanderesse et de soumettre une preuve en chef s'il le jugeait à propos. Il était représenté à l'audience mais n'y a pas participé.

7.5 La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Dans son intervention La Commission d'Énergie du Nouveau-Brunswick se réservait le droit de contre-interroger la demanderesse et de soumettre une preuve en chef si elle le jugeait à propos. Elle était représentée à l'audience mais n'y a pas participé.

7.6 Procureur général du Québec

Dans son intervention, le Procureur général du Québec a stipulé que le Québec entend voir à

ignored the arguments related to the need for an electrical interconnection to the Island. Finally, NLH stated it considers that a period of less than two months given by Hydro-Québec is not sufficient to enter into extensive discussions with respect to the letter of offer.

NLH requested that the Board not grant Hydro-Québec any export licences which would in any way interfere with or impede the supply of energy to Newfoundland. NLH submitted that the Board must first be satisfied that the energy needs in Labrador and on the Island of Newfoundland have been thoroughly investigated by first be satisfied that the energy needs in Labrador and on the Island of Newfoundland have been thoroughly investigated by Hydro-Québec in the context of the Board's Act; and that a reasonable attempt has been made by Hydro-Québec to ensure that these Canadian energy needs are met as required in the Act.

NLH also indicated that the Board ought not to approve the export of energy by Hydro-Québec, to the extent this is made possible only through the import of energy from Newfoundland, unless and until an equitable sharing arrangement is in place with respect to the substantial export revenues.

7.3 Ontario Hydro

In its intervention, Ontario Hydro reserved the right to cross-examine the Applicant and to submit a brief if it was considered to be appropriate. It was represented at the hearing but did not participate.

7.4 Minister of Energy for Ontario

In his intervention, the Minister of Energy for Ontario reserved his right to cross-examine the Applicant and to submit a brief if he felt it to be appropriate. He was represented at the hearing but did not participate.

7.5 The New Brunswick Electric Power Commission

In its intervention, The New Brunswick Electric Power Commission reserved its right to cross-examine the Applicant and to submit a brief if it felt it to be appropriate. It was represented at the hearing but did not participate.

7.6 Attorney General of Québec

In his intervention, the Attorney General of Québec stated that Québec intended to ensure

ce que ses intérêts socio-économiques, ou de toute autre nature, soient respectés et à ce qu'on en tienne compte lors de l'audience publique de la demande d'Hydro-Québec. En outre le Québec se réservait le droit de contre-interroger toutes les parties demanderesses ou intervenantes, ou de soumettre toute preuve en chef, s'il le jugeait à propos. Il était représenté à l'audience et a toujours appuyé la position de la demanderesse.

that its socio-economic and other interests were respected and considered at the public hearing into Hydro-Québec's application. Moreover, Québec reserved its right to cross-examine the Applicant or the intervenors and to submit a brief if it felt it to be appropriate. The Attorney General of Québec was represented at the hearing and supported the Applicant.

Chapitre 8
Décision

L'Office a soigneusement examiné toute la preuve et les dépositions présentées.

Demande d'exportation

L'article 83 de la Loi stipule que, dans l'examen d'une demande de licence d'exportation, l'Office doit tenir compte de toutes les considérations qui lui semblent pertinentes. Sans limiter le caractère général de ce qui précède, l'Office doit être convaincu que l'énergie à exporter est excédentaire aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada et que le prix devant être exigé par la demanderesse est juste et raisonnable en fonction de l'intérêt public.

8.1 Excédent

8.1.1 Puissance excédentaire disponible

L'Office constate que les données présentées par Hydro-Québec relatives à la puissance excédentaire, qui se trouvent à l'Annexe V, diffèrent des données qui lui avaient été présentées lors des deux demandes précédentes visant l'exportation de puissance et d'énergie vers PASNY et NEPOOL[1]. L'Office est convaincu que ces données modifiées, qui ont été utilisées par Hydro-Québec pour planifier sa production supplémentaire, donnent une idée plus exacte de la quantité de puissance excédentaire qui serait disponible au moment de la pointe de son réseau durant la période proposée pour l'exportation que la situation qui lui avait été présentée dans le passé.

L'Office accepte la preuve à l'effet que la demanderesse a déterminé ses surplus de puissance en tenant compte de la disponibilité du onzième groupe producteur à la centrale de Churchill Falls et à la possibilité qu'elle a d'utiliser des charges interruptibles et d'obtenir de l'aide des réseaux voisins. Hydro-Québec a déclaré qu'elle comptait pouvoir recevoir l'aide des réseaux voisins conformément aux termes des conventions d'interconnexion mais n'a pas

(1) Motifs de la décision — Hydro-Québec/PASNY, ONE, janvier 1984
Motifs de la décision — Hydro-Québec/NEPOOL, ONE, août 1984

Chapter 8
Disposition

The Board has given careful consideration to all the evidence and submissions presented.

Application for Export

Section 83 of the Act requires the Board, in examining an application for an export licence, to have regard to all considerations that appear to it to be relevant. Without limiting the generality of the foregoing, the Board is required to satisfy itself that the power to be exported is surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements and that the price to be charged by the applicant is just and reasonable in relation to the public interest.

8.1 Surplus

8.1.1 Available Excess Power

The Board notes that the excess power figures submitted by Hydro-Québec, shown in Appendix V, have been modified from those submitted with the recent applications to export power and energy to PASNY and NEPOOL[1]. The Board is satisfied that these modified figures, used by Hydro-Québec in determining the requirement for additional generation, give a more accurate representation of the quantities of surplus power available at the time of the system peak over the proposed licence period than those previously presented to the Board.

The Board accepts Hydro-Québec's evidence regarding the inclusion of the eleventh unit at Churchill Falls, and the use by Hydro-Québec of its interruptible loads and aid from neighbouring systems in its surplus power calculations. Hydro-Québec testified that it expected to receive this aid under existing interconnection agreements but did not give any specific information regarding sources. To support this conclusion, the Board notes that

(1) Hydro-Québec / PASNY — Reasons for Decision, January 1984
Hydro-Québec / NEPOOL — Reasons for Decision, August 1984

donné de renseignements précis relativement à cette source. À l'appui de cette conclusion l'Office constate qu'Hydro-Québec peut compter sur 800 MW de PASNY en cas d'urgence conformément aux termes de la Convention d'interconnexion entre ces deux parties.

L'Office accepte donc, que les nouveaux bilans énergétiques présentés par Hydro-Québec donnent une idée plus juste des quantités de puissance excédentaire qui seront disponibles sur le réseau d'Hydro-Québec au moment de la charge de pointe. L'Office remarque et en a tenu compte dans ses délibérations que pratiquement tous les mois de la période demandée pour la licence, il y aura de grandes quantités de puissance excédentaire mais que ces excédents se transformeront en léger déficit durant le mois de janvier des trois dernières années. La décision de l'Office concernant les excédents est donnée en détail aux sections 8.1.4, Exportations en vertu du Contrat d'électricité garantie, et 8.1.5, Exportations interruptibles.

8.1.2 Énergie Excédentaire disponible

L'Office constate que les données présentées par Hydro-Québec à propos de l'énergie excédentaire, qui se trouvent à l'Annexe VI, sont identiques aux données présentées lors des deux demandes précédentes. Elles résultent du plan de développement de la demanderesse qui a été préparé en supposant des conditions d'hydraulicité moyenne et d'exploitation normale et tenant compte d'un taux de croissance moyenne de la charge de 2,9 % par année. L'Office a accepté ces données dans ses délibérations concernant les demandes précédentes et ne voit aucune raison de changer cette décision.

L'Office remarque aussi que les nouvelles sources de puissance qui ont été ajoutées dans la version révisée du bilan mensuel de puissance serviront uniquement de puissance de pointe et si on devait les utiliser ce serait seulement pour de courtes périodes. Ceci signifie que seules de faibles quantités d'énergie pourraient être produites et donc les données concernant l'énergie excédentaire ne changeraient aucunement.

Hydro-Québec n'a pas préparé de nouvelle prévision de charge depuis l'audience de la demande visant des exportations vers NEPOOL tenue en mai 1984. L'Office continue d'être d'avis que la méthodologie utilisée par Hydro-Québec pour préparer les prévisions de la

Hydro-Québec can count on 800 MW from PASNY in emergencies according to the terms of their interconnection agreement.

The Board, therefore, accepts the new tables submitted by Hydro-Québec as an accurate representation of the amounts of surplus power available on the Hydro-Québec system at the time of peak load. The Board notes that there will be power surpluses in practically all months of the proposed licence period but that this surplus becomes a small deficit during January in the last three years and has considered this in its deliberations. The Board's decision regarding surplus is given in detail in Section 8.1.4, Exports Under the Firm Power Contract, and in Section 8.1.5, Interruptible Exports.

8.1.2 Available Excess Energy

The Board notes that the excess energy figures submitted by Hydro-Québec, shown in Appendix VI, are unchanged from those submitted for the two previous applications. These figures result from Hydro-Québec's current generation expansion plan under average hydraulic conditions, normal system operation and a 2.9 % average annual load growth rate. The Board accepted these figures in its deliberations on the earlier applications and sees no reason to change its opinion.

The Board notes also that the additional power sources listed in the revised power surplus tables are sources of peaking power and would thus be used only for short intervals, if at all. They would, therefore, only produce small quantities of energy which would not add significantly to the surplus energy figures.

Hydro-Québec has not prepared a new load forecast since the Board's hearing of its NEPOOL application in May of 1984. The Board sees no reason to revise its opinion that the load forecast methodology utilized by Hydro-Québec is satisfactory and that Hydro-Québec

charge est acceptable et qu'Hydro-Québec pourrait rencontrer un taux de croissance annuel plus élevé que 2,9 % en ajustant le programme d'équipement décrit dans le "Plan de développement d'Hydro-Québec, 1984-86 — Horizon 1993". L'Office est assuré qu'il y aurait des surplus disponibles pour l'exportation.

8.1.3 Newfoundland and Labrador Hydro

Pour déterminer si les quantités de puissance et d'énergie proposées à l'exportation sont excédentaires aux besoins canadiens raisonnablement prévisibles, l'Office a soigneusement examiné la déposition présentée par NLH.

L'Office reconnaît que les charges du Labrador et de l'Île de Terre-Neuve pourraient être en partie alimentées par Hydro-Québec. La façon privilégiée de le faire serait qu'Hydro-Québec fournisse de la puissance et de l'énergie garanties. Une autre solution serait d'abord d'acheter de l'énergie interruptible d'Hydro-Québec, puis compléter avec d'autres sources telle la production même de NLH quand il n'y aurait pas suffisamment d'énergie interruptible disponible. Cette alternative est la prémisse mise de l'avant dans la preuve de NLH pour expliquer la raison d'être de ses interventions dans le cadre des audiences concernant différents genres d'exportations.

En examinant les surplus d'énergie, l'Office a prévu les besoins de NLH même si ceux-ci sont largement fondés sur de nouvelles charges incertaines telle la possibilité d'une demande pour 400 MW au Labrador. L'Office a aussi tenu compte que l'approvisionnement par Hydro-Québec d'une partie de ces nouvelles charges ne pourrait se faire sans la construction d'une interconnexion à CCHT entre le Labrador et l'Île. Toutefois on a pas démontré dans quelles conditions cette interconnexion serait économiquement rentable.

Néanmoins, l'Office reconnaît toujours qu'une partie de la charge de NLH pourrait à un moment donné constituer un besoin raisonnablement prévisible que pourrait combler Hydro-Québec et en a tenu compte dans sa détermination des surplus. L'Office remarque que la demande d'Hydro-Québec présente une situation où les excédents de puissance et d'énergie vont en diminuant. Cependant durant la période couverte par la présente demande, ils seront suffisants pour alimenter les besoins d'énergie de NLH en plus de l'exportation.

L'Office considère qu'il serait tout à fait irraisonnable de croire qu'Hydro-Québec pourrait satisfaire les besoins de puissance de Terre-Neuve à même ses surplus de puissance, particulièrement au moment des périodes de pointe.

would be able to meet a load growth rate higher than 2.9 % by adjusting its generation expansion plan described in the "Plan de développement d'Hydro-Québec, 1984-86 — Horizon 1993". The Board is satisfied that the energy proposed to be exported is surplus.

8.1.3 Newfoundland and Labrador Hydro

In determining whether the power and energy proposed for export is surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements, the Board has given careful consideration to the submission made by NLH.

The Board accepts that the loads in Labrador and the Island of Newfoundland could be supplied in part by Hydro-Québec. The preferred arrangement would be a firm supply of power and energy from Hydro-Québec. An alternative arrangement would be interruptible energy purchases from Hydro-Québec complemented by other sources, such as NLH's own generation, when sufficient interruptible energy is not available. This alternative is the premise put forward by NLH in testimony to explain its interventions in hearings for different types of exports.

In determining energy surpluses, the Board has made provision for the requirements of NLH even though these are based largely on new and uncertain loads such as a possible demand of 400 MW in Labrador and even though service of part of these loads by Hydro-Québec will require the construction of an HVDC interconnection between Labrador and the Island. It has not been demonstrated to the Board under what conditions this interconnection would be economically feasible.

Nevertheless, the Board continues to recognize that a portion of the NLH load might in time constitute a reasonably foreseeable Canadian requirement which could be supplied by Hydro-Québec and has included this load in its surplus determination. The Board notes that Hydro-Québec's surpluses of power and energy as presented in the application are diminishing. However, for the period covered by this application, they would be adequate to supply NLH's energy requirements in addition to the exports.

The Board considers that it would be unreasonable to expect Hydro-Québec to supply the NLH power requirement out of its surplus capacity especially during peak load periods. In fact, NLH did not indicate that it would expect

De fait, NLH n'a pas indiqué qu'elle comptait qu'Hydro-Québec le ferait. Par conséquent, l'Office n'a pas inclus les besoins de NLH en faisant l'examen des surplus de puissance.

Les objections soulevées par NLH à l'exportation proposée sont traitées plus loin, à la section 8.1.6, Offre d'électricité aux services canadiens.

8.1.4 Exportations en vertu du Contrat d'électricité garantie

Hydro-Québec a demandé une licence pour exporter au moins 150 MW de puissance garantie à un facteur de charge de 100 % pour une période de 10 ans commençant en 1985 aux termes du Contrat d'électricité garantie avec Vermont DPS. Selon l'Annexe V, Hydro-Québec disposera de surplus de puissance durant les mois de janvier de chaque année de la période de la licence proposée. Janvier est le mois ou normalement se produit la charge de pointe du réseau et, par conséquent, c'est le mois critique en ce qui concerne les excédents de puissance. L'Annexe V indique qu'Hydro-Québec a suffisamment de puissance excédentaire pour rencontrer l'exportation proposée. Cependant à compter de 1994, des déficits de moins de 100 MW apparaissent mais, tenant compte de la production totale d'Hydro-Québec il s'agit de petites quantités qui sont à l'intérieur de la marge d'erreur du calcul de la réserve requise. Ces déficits signifient que la réserve d'Hydro-Québec subirait seulement une légère réduction au moment de la période de pointe, ce qui n'affecterait pas grandement sa capacité de rencontrer sa charge. Hydro-Québec a déclaré que si besoin il y avait, elle serait en position d'ajouter des turbines à gaz. Elle a entre autres, décrit la possibilité d'avancer l'installation de 165 MW de turbines à gaz, ce qui serait plus que suffisant pour combler les déficits indiqués dans les bilans mensuels. Pour tous les autres mois de la période de 10 ans proposée pour la licence, il y aurait de la puissance excédentaire disponible pour alimenter l'exportation proposée.

L'Annexe VI montre les quantités annuelles d'énergie excédentaire sur le réseau d'Hydro-Québec. Puisqu'il s'agit d'exportation de puissance garantie à un facteur d'utilisation de 100 % au gré de l'acheteur, Hydro-Québec doit pouvoir fournir l'énergie connexe, soit une quantité annuelle approximative de 1300 GW.h à chaque année du contrat. Ceci ne représenterait aucun problème même pas durant l'année critique de la période proposée pour l'exportation où l'énergie excédentaire atteindra son plus bas niveau, c'est-à-dire en 1996, car la quantité proposée à l'exportation correspondrait à moins de 7 % de l'excédent prévu pour cette même année.

Hydro-Québec to do so. The Board, therefore, did not include the NLH requirements in its examination of power surpluses.

The NLH objections to the proposed exports will be dealt with later, in Section 8.1.6, Offers to Canadian Utilities.

8.1.4 Exports Under the Firm Power Contract

Hydro-Québec has requested a licence to export not less than 150 MW of firm power at up to 100 % capacity factor over a period of 10 years commencing in 1985 under a firm power contract with Vermont DPS. Appendix V shows Hydro-Québec's power surplus for the month of January in each year of the proposed licence period. January is the month in which the system peak normally occurs and is, thus, the most critical month as far as surplus power is concerned. Appendix V shows that Hydro-Québec has sufficient surplus power to make the proposed export. Starting in 1994, deficits of less than 100 MW do appear in the tables but these are so small in relation to Hydro-Québec's generation as to be within the margin of error of the calculation of the required reserve. Such deficits actually would mean only a slight reduction in Hydro-Québec's reserve at the time of peak load and would not significantly affect its ability to meet its load. In any case, Hydro-Québec has testified that, if the need develops, they will be able to install gas turbines for use as peak load generation in time to meet any such requirements. It has outlined a possibility involving the advancement of 165 MW of such capacity which would be more than adequate to supply the deficit shown in the tables. In all other months of the proposed 10-year licence, surplus power would be available for the proposed export.

Appendix VI shows the annual energy surplus on the Hydro-Québec system. Since the proposed export is for firm power at up to 100 % capacity factor at the buyer's discretion, Hydro-Québec must be able to supply the associated energy, amounting to approximately 1300 GW.h annually, in every year of the contract. This would present no problem since even in 1996, the critical year of the proposed export period when the surplus available for export will be at its lowest level, the quantity proposed for export as it amounts to less than 7 % of the forecast surplus.

Après soustraction faite de l'énergie garantie à l'exportation pour chaque année, il resterait encore amplement d'énergie pour satisfaire les besoins possibles de Terre-Neuve. De plus, pour la plupart des années Hydro-Québec serait capable de rencontrer les objectifs de ses Contrats d'énergie avec PASNY et NEPOOL aussi bien que ses engagements envers PASNY aux termes de la licence EL-96 comme mentionné à la section 2.2, État de New York.

L'Office est convaincu que pour chacune des années jusqu'à 1994, Hydro-Québec aurait suffisamment d'énergie excédentaire pour répondre à tous ces besoins possibles. En 1995 et 1996, Hydro-Québec ne serait peut-être pas en position d'offrir les quantités totales définies comme l'objectif annuel aux termes des Contrats d'énergie avec PASNY et NEPOOL, cependant il serait possible de compenser pour ces quantités dans les années subséquentes alors qu'il y aura encore beaucoup d'énergie excédentaire de disponible.

L'Office est convaincu que l'exportation de puissance et d'énergie proposée à l'État du Vermont serait excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada.

8.1.5 Exportations interruptibles

Hydro-Québec a aussi demandé une licence d'exportation interruptible de puissance et d'énergie en vertu d'une Convention d'interconnexion conclue avec Vermont DPS jusqu'à concurrence de 200 MW moins la puissance qui serait exportée aux termes du Contrat d'électricité garantie. Ce montant équivaut à la capacité nominale de la ligne internationale de transport d'électricité proposée. La licence demandée permettrait à Hydro-Québec d'utiliser la pleine capacité de cette nouvelle ligne quand elle disposerait d'énergie excédentaire pour exportation interruptible.

La quantité annuelle maximale d'énergie correspondant à l'exportation interruptible proposée par la demanderesse est de 1752 GW.h pour la durée de la licence, exception faite des années bissextiles où elle serait de 1756,8 GW.h, moins toutes les exportations faites aux termes du Contrat d'électricité garantie. L'Office, pour raison d'ordre administratif ne tient pas compte du chiffre plus élevé pour les années bissextiles.

Il est clair que durant la plupart des années de la période demandée pour la licence, Hydro-Québec disposera encore de puissance et d'énergie après avoir satisfait ses besoins et rempli ses obligations y compris les ventes possibles à Terre-Neuve et les ventes à PASNY et NEPOOL selon leur Contrat d'énergie respectif.

The surplus energy remaining after subtracting the energy associated with the proposed firm export in each year would be adequate to supply the possible requirements of Newfoundland. In addition, Hydro-Québec would be able in most years to meet the target quantities of the PASNY and NEPOOL energy contracts as well as proposed exports to PASNY under Licence EL-96 as described in Section 2.2, State of New York.

The Board is satisfied that in every year up to 1994 Hydro-Québec would have sufficient excess energy to supply all these possible requirements. In 1995 and 1996, Hydro-Québec might not be able to offer the full target amounts of energy in accordance with the PASNY and NEPOOL energy contracts but any such shortfall can be made up in subsequent years when surpluses will still exist.

The Board is satisfied that the proposed export of power and energy to Vermont would be surplus to reasonably foreseeable Canadian needs.

8.1.5 Interruptible Exports

Hydro-Québec has also requested a licence for exports of interruptible power and energy under an interconnection agreement with Vermont DPS, up to a maximum of 200 MW less any power exported under the firm power contract. This amount is equivalent to the nominal capacity of the proposed international power line. The requested licence would permit Hydro-Québec to make full use of its new line when surplus energy is available for interruptible export.

The annual maximum quantity of energy associated with the interruptible exports as requested by the Applicant is 1752 GW.h throughout the term of the licence, except for leap years where it would be 1756.8 GW.h, less any exports made under the firm power contract. The Board, for convenience in monitoring the exports, would disregard the higher value for leap years.

It is clear that during most years in the requested licence term there would be quantities of power and energy surplus to Hydro-Québec's needs including possible sales to Newfoundland and sales to PASNY and NEPOOL under the respective energy contracts.

En plus des exportations interruptibles d'énergie, la Convention d'interconnexion prévoit des exportations de puissance de capacité qui seraient faites en cas d'urgence ou lorsque d'autres difficultés surgissent dans le réseau de l'acheteur. Bien que la Convention d'interconnexion ne prévoit pas l'interruption de ces exportations sur la demande d'autres services canadiens d'électricité, la licence qui serait délivrée serait assortie d'une modalité qui stipule que les exportations doivent être interrompues à tout moment lorsque les charges canadiennes l'exigent. Les besoins canadiens seraient ainsi protégés.

L'Office est convaincu que l'énergie qui serait exportée en vertu de la licence interruptible demandée serait excédentaire aux besoins canadiens.

8.1.6 Offres d'électricité aux services canadiens

Comme indiqué à la section 5.5, Offres d'électricité aux services canadiens, Hydro-Québec a offert l'énergie dont l'exportation est proposée à tous les services canadiens d'électricité directement interconnectés, y compris CFLCo qui est interconnecté avec la partie du réseau de NLH situé au Labrador. (NLH détient 65,8 % des actions de CFLCo). Aucun des services à qui les exportations ont été offertes ne s'y est opposé, sauf CFLCo, pourvu que les licences soient assorties de modalités garantissant aux services canadiens d'électricité la priorité sur les marchés d'exportation. CFLCo n'a pas répondu directement à l'offre. Sa réponse faisait partie de l'intervention de NLH qui s'objectait à l'exportation pour les raisons qui sont données à la section 7.2, Newfoundland and Labrador Hydro.

Dans toute licence autorisant l'exportation de puissance et d'énergie interruptibles que l'Office pourrait délivrer il y aurait une modalité donnant le droit de préemption aux services canadiens.

En réponse aux objections de NLH, l'Office fait remarquer qu'il a déjà utilisé les offres aux réseaux voisins comme un moyen de s'assurer qu'on a tenu compte des besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada et que l'on a donné à ces services l'occasion d'acheter la puissance et l'énergie qui autrement seraient exportées. L'Office considère que ce mécanisme ne doit pas être employé pour forcer Hydro-Québec à négocier avec NLH une vente à long terme de puissance et d'énergie. Il ne serait pas juste de refuser à Hydro-Québec un revenu possible des exportations quand un contrat avec NLH est en voie de négociation et que l'interconnexion nécessaire est en cours de construction. Ceci s'avère particulièrement vrai quand il semble plausible qu'Hydro-Québec

In addition to interruptible energy, exports under the interconnection agreement could also include capacity power which would normally be exported in the case of emergencies or other difficulties on the purchaser's system. Although the interconnection agreement does not provide for the interruption of such exports upon demand by other Canadian utilities, any licence which would be issued would provide for such interruption. In this way, Canadian requirements would be protected.

The Board is satisfied that any energy exported under the requested interruptible licence would be surplus to Canadian requirements.

8.1.6 Offers to Canadian Utilities

As noted in Section 5.5, Offers to Canadian Utilities, Hydro-Québec has offered the proposed exports to all directly interconnected Canadian utilities including CFLCo which is interconnected with the Labrador portion of the NLH system. (NLH owns 65.8 % of CFLCo). None of the utilities, except for CFLCo, objected to the proposed exports provided licences were conditioned to give Canadian utilities priority over the export market. CFLCo did not respond directly to the offer. Its response was incorporated into the NLH intervention, described in Section 7.2, Newfoundland and Labrador Hydro, which objected to the exports for reasons set forth in that section of this report.

To ensure that Canadian utilities would have priority over the export market, the Board would condition any interruptible licences it issues so that exports could be interrupted to meet Canadian needs.

In response to the NLH objections, the Board notes that it has previously used offers to adjacent utilities as a mechanism to ensure that due allowance has been made for reasonably foreseeable Canadian requirements and to give such utilities the opportunity to purchase the power and energy which would otherwise be exported. The Board considers that this mechanism should not be used to force Hydro-Québec to bargain with NLH for a long-term sale of power and energy in the future. It would be unjust to deny to Hydro-Québec the potential income from the exports while a contract is being negotiated with NLH and the necessary interconnection built. This is particularly true when it appears to the Board that Hydro-Québec would be able to make the proposed

pourrait satisfaire l'exportation proposée tout en fournissant l'énergie que pourrait demander NLH et quand Hydro-Québec a prouvé qu'elle était toujours prête à négocier.

L'Office considère que la période de deux mois allouée par Hydro-Québec pour lui répondre était tout à fait suffisante car l'offre était faite pour une quantité spécifique de puissance et d'énergie pour une période définie et non pas pour négocier l'entente à long terme souhaitée par NLH.

8.2 Prix d'exportation

Le prix d'exportation aux termes du Contrat d'électricité garantie tient compte d'un rabais de 7 $ US/MW.h durant les cinq premières années de la période contractuelle. Ce montant a été défini au début des négociations qui ont mené à la signature du Contrat d'électricité garantie et était fondé sur les estimations disponibles à ce moment là. Le rabais est destiné à rembourser approximativement la moitié du coût d'immobilisations des nouvelles installations de Vermont DPS. Les coûts réels se sont avérés plus bas que ce qu'on avait prévu mais Hydro-Québec n'a pas réduit le rabais pour autant, puisqu'elle considère que c'est un prix acceptable à payer pour obtenir des revenus additionnels en vendant sur un nouveau marché dans l'État du Vermont à un moment où on devrait déverser de l'eau. L'Office dans le passé a accepté une telle entente de partage des coûts et la considère justifiable quand une partie devrait autrement payer la plus grande proportion des coûts d'immobilisations associés à une nouvelle interconnexion. L'offre de l'exportation proposée faite aux services canadiens directement interconnectés ne tenait pas compte de ce rabais.

Pour faire une évaluation appropriée du prix d'exportation, l'Office a élaboré trois lignes directrices: le prix d'exportation devrait permettre de recouvrir les coûts applicables engagés au Canada, ne devrait pas être inférieur au prix d'un service équivalent fourni aux clients canadiens et ne devrait pas non plus être inférieur au coût d'opportunité sur le marché d'exportation.

8.2.1 Coûts applicables au Canada

L'Office considère que, à l'exception de la ligne internationale de transport d'électricité dont il est question plus loin et le devancement possible de l'installation de turbines à gaz, les coûts applicables comprennent seulement les coûts marginaux de production associés à l'exportation proposée étant donné que, d'après la preuve, toutes les installations de production de

exports and supply the energy wanted by NLH as well and, in addition, when Hydro-Québec has already expressed its willingness to negotiate.

The Board considers that the period of two months Hydro-Québec allowed for a reply was adequate as the offer was for a specific quantity of power and energy over a limited period and not a long-term arrangement as desired by NLH.

8.2 Export Price

The price for exports under the firm power contract involves a $ 7 US/MW.h rebate during the first five years of the contract period. This amount was established at an early stage of the negotiations leading to the firm power contract. This rebate was intended to reimburse Vermont DPS for approximately one-half of the capital cost of the new facilities based on cost estimates available at the time. Actual costs turned out to be lower than estimated but the rebate was not reduced since Hydro-Québec considered this an acceptable price to pay for the additional revenue to be obtained by opening a new market in the State of Vermont at a time when it would otherwise be spilling water. The Board has accepted such cost-sharing arrangements in the past and considers them justified when one party must otherwise pay a major portion of the capital costs associated with the new interconnection. This rebate was not included in the offer of the proposed export to directly interconnected Canadian utilities.

In assessing the suitability of an export price, the Board has developed three guidelines: it should recover the applicable costs incurred in Canada, it should not be less than the price for equivalent service to Canadian customers, and it should not be materially less than the least cost alternative in the proposed market area.

8.2.1 Applicable Costs in Canada

The Board considers that, with the exception of the international power line, which will be dealt with later, and the possible advancement of gas turbines, applicable costs include only the incremental costs associated with the proposed exports since the evidence shows that all other facilities required to make the proposed export have been or are being built primarily to supply

puissance requises pour réaliser les exportations proposées ont été, ou seront construites pour alimenter la charge du Québec. Cependant, puisqu'Hydro-Québec a mis de l'avant la possibilité de devancer l'installation de 165 MW de turbines à gaz à titre de puissance de pointe durant les dernières années de la période contractuelle, l'Office a tenu compte du coût connexe, évalué à 15,8 millions dollars actualisés de 1985, comme un coût applicable en évaluant la première ligne directrice des prix. Les seules autres dépenses applicables sont les coûts marginaux de production d'énergie et les pertes associées ainsi que les frais d'exploitation, d'entretien et de construction de la ligne et de ses installations terminales et connexes, y compris le coût de renforcement du réseau à 120 kV dans la région de Saint-Césaire.

La preuve montre que ces coûts seront beaucoup moindres que les revenus escomptés pour toute la période demandée pour les licences. De plus, la preuve démontre que le profit qui serait réalisé la première année de la période d'exportation serait plus grand que le coût de devancement des turbines à gaz.

L'Office est convaincu que les prix d'exportation permettront de recouvrer les coûts applicables engagés au Canada.

8.2.2 Prix du service équivalent fourni aux Canadiens

Exportations en vertu du Contrat d'électricité garantie

La preuve a démontré que la puissance et l'énergie destinées à l'exportation aux termes du Contrat d'électricité garantie ont été offertes à tous les services canadiens directement interconnectés, aucun a indiqué qu'il était intéressé à accepter l'offre ou a soulevé des objections relativement au prix demandé. L'Office remarque cependant qu'Hydro-Québec n'a pas offert cette puissance et cette énergie au prix net de l'exportation qui comprend un rabais de 7 $ US/MW.h pour les cinq premières années de la période contractuelle.

Hydro-Québec considère que le fait d'offrir de vendre cette puissance et cette énergie aux réseaux canadiens voisins au moyen des installations déjà existantes, n'était pas une raison valable pour y inclure le rabais accordé à Vermont DPS. Hydro-Québec a toutefois déclaré qu'elle consentirait à accorder un rabais approprié dans le cas où un client canadien devrait construire une nouvelle interconnexion qui représenterait pour Hydro-Québec un débouché nouveau sur le marché canadien.

En plus du revenu qui proviendrait de la nouvelle interconnexion, il y aurait aussi des

the Québec load. Since Hydro-Québec did put forward the possibility of advancing 165 MW of gas turbines for peak load generation during the later years of the contract period, the Board included the associated cost, estimated at $ 15.8 million (1985), as an applicable cost in its application of the first price guideline. The other applicable expenses are the incremental cost of producing the energy, the losses associated with its transmission, the construction, operation and maintenance costs of the line and its associated terminal facilities and the costs of strengthening the 120 kV system in the Saint-Césaire area.

The evidence shows that these costs would be significantly less than the expected revenues throughout the requested licence period. In addition, the evidence shows that a profit greater than the cost of advancing the gas turbines would be realized within the first year of the export period.

The Board is satisfied the export prices would recover all the applicable costs which might be incurred in Canada.

8.2.2 Price for Equivalent Service to Canadians

Exports Under the Firm Power Contract

Evidence showed that the power and energy destined for export under the firm power contract has been offered to all directly interconnected Canadian utilities, none of which showed any interest in accepting the offer or objected to the pricing conditions. The Board notes, however, that Hydro-Québec did not offer this power and energy at the net export price, which involves a $ 7 US/MW.h rebate during the first five years of the contract period.

Hydro-Québec considered that there was no justification for including the rebate given to Vermont DPS in the offer of this power and energy to neighbouring Canadian utilities over existing interconnections. Hydro-Québec did state that it would consent to an appropriate rebate in the case where a Canadian customer would have to build a new interconnection and would present Hydro-Québec with a new opening into the Canadian market.

In addition to the revenue it would produce, the new interconnection would also provide

bénéfices qui découleraient de l'exploitation coordonnée des deux réseaux tel que l'aide en cas d'urgence, ce qui peut être difficilement évalué. Ce qui est particulièrement important puisque présentement le réseau d'Hydro-Québec n'est pas interconnecté avec le réseau du Vermont dans son entier.

L'Office accepte les raisons données par Hydro-Québec pour accorder un rabais de 7 $ US/MW.h à Vermont DPS et est d'accord que la valeur des bénéfices qui découleraient de ces exportations conjointement avec le prix d'exportation justifient que les offres soient faites aux services canadiens à un prix qui ne serait pas strictement conforme à la deuxième ligne directrice de l'Office. Pour ces raisons et parce qu'Hydro-Québec a déclaré qu'elle serait prête à négocier un semblable rabais avec des clients canadiens qui lui offriraient des bénéfices semblables, l'Office est convaincu que les prix d'exportation aux termes du Contrat d'électricité garantie sont justes et raisonnables.

Exportations interruptibles

Tous les services canadiens d'électricité interconnectés auraient le droit de préemption sur les exportations qui seraient faites en vertu de la licence interruptible, droit qu'ils pourraient exercer à volonté pourvu qu'ils acceptent des conditions semblables de tarification. Les différences possibles dans le coût de livraison à partir du réseau de la demanderesse entreraient en ligne de compte.

Selon ses pratiques commerciales normales, Hydro-Québec offre de l'énergie interruptible aux services d'électricité avec lesquels elle a négocié des conventions d'interconnexion à des prix reliés au coût marginal de la production qui doit être remplacée. Cette énergie est offerte aux marchés disponibles les plus rentables d'abord, ceci dans le but de maximiser les revenus. Selon ces pratiques commerciales, Hydro-Québec remplacerait l'énergie de coût de production élevé au Canada avant de la substituer à la production d'énergie de coût inférieur aux États-Unis. L'Office reconnaît que ces pratiques commerciales peuvent aboutir parfois à des prix d'exportation inférieurs aux prix que payent certains services canadiens d'électricité pour l'énergie interruptible. Cependant, ces écarts de prix représentent des différences dans la valeur économique du service fourni et dans tous les cas l'acheteur canadien bénéficierait de ses achats à Hydro-Québec.

L'Office ne considère pas que dans les circonstances présentes ces différences de prix entreraient en conflit avec la deuxième ligne directrice relative aux prix et, par conséquent,

benefits from co-ordinated operation of the two systems, such as aid in emergencies, which are not easily assigned dollar values. This is particularly important since Hydro-Québec is not presently interconnected with the Vermont system as a whole.

The Board accepts Hydro-Québec's reasons for allowing the $ 7 US/MW.h rebate to Vermont DPS and agrees that the value of the benefits to be derived from this export, when considered together with the export price, justifies the offers to Canadian utilities at a price that may not conform strictly to the Board's second price guideline. For these reasons and because of Hydro-Québec's stated willingness to negotiate a corresponding rebate to Canadian customers who would be able to give Hydro-Québec similar benefits, the Board is satisfied that prices for exports under the firm power contract are just and reasonable.

Interruptible Exports

Exports under the interruptible licence could be pre-empted at any time by any interconnected Canadian utility willing to accept similar pricing conditions. Possible differences in the cost of delivery on the Applicant's system would be taken into account.

Under its normal commercial practices, Hydro-Québec offers interruptible energy to utilities with which it has negotiated interconnection agreements at prices related to the decremental cost of the generation to be displaced. Such energy is offered to the available markets in a decreasing price priority system which ensures the maximum economic gain to Hydro-Québec. Under these practices, Hydro-Québec would displace higher cost generation in Canada before exporting energy at lower prices to displace lower cost generation in the export market. The Board recognizes that occasionally these practices can cause prices for certain Canadian utilities to be higher than export prices. However, this would represent differences in the economic value of the service being provided and in every instance the purchasing Canadian utility would benefit from its purchases from Hydro-Québec.

The Board considers that in the circumstances of this case such price differences would not conflict with the second price guideline and, therefore, is satisfied that the price for

est convaincu que le prix pour les exportations interruptibles proposées est juste et raisonnable par rapport à l'intérêt public.

Dans le cas où Hydro-Québec aurait suffisamment d'énergie excédentaire pour alimenter tant le marché intérieur que le marché d'exportation, le prix pour les ventes intérieures serait indépendant du prix d'exportation, c'est-à-dire qu'il serait établi au moyen du mécanisme habituel que sont les ententes entre services, normalement des conventions d'interconnexion. Le prix d'exportation s'appliquerait aux ventes intérieures seulement quand Hydro-Québec ne disposerait pas suffisamment d'énergie excédentaire pour fournir toute l'énergie que le marché intérieur et le marché d'exportation désireraient acheter. Le cas échéant, Hydro-Québec donnerait priorité aux acheteurs canadiens mais, si le prix d'exportation était plus élevé, demanderait ce prix plus élevé (ajusté pour tenir compte des différences des coûts de livraison) pour cette partie de l'énergie vendue au Canada qui, autrement, aurait été exportée.

Le réseau d'Hydro-Québec pourrait bientôt être interconnecté avec plusieurs marchés américains et par la suite l'énergie excédentaire pourrait être vendue simultanément sur ces mêmes marchés américains à des prix différents. Donc, l'Office, pour protéger les intérêts des Canadiens, veut s'assurer qu'un service canadien d'électricité payerait le prix d'exportation le plus bas en vigueur au moment où il exercerait son droit de préemption. Par conséquent, une licence interruptible serait assortie d'une modalité stipulant que lorsqu'un service canadien d'électricité désire exercer ce droit, le prix d'exportation qui s'appliquerait alors, serait calculé en commençant par le plus bas prix en vigueur pour des exportations sous les licences correspondantes puis en suivant l'ordre croissant des prix, jusqu'à ce que la quantité demandée par le service canadien ait été atteinte. Cette procédure est illustrée à l'Annexe X.

8.2.3 Coût d'opportunité de l'acheteur

Exportations en vertu du Contrat d'électricité garantie

La demande fait état d'un certain nombre de solutions qui s'offrent à Vermont DPS comme remplacement à ses achats de puissance et d'énergie d'Hydro-Québec. Elles comprennent: l'achat additionnel de puissance d'origine nucléaire ou de puissance au mazout de NEPOOL, l'achat de puissance d'Ontario Hydro, ou encore l'installation de nouveaux groupes producteurs à l'intérieur de l'État. Les réponses

the proposed interruptible exports is just and reasonable in relation to the public interest.

When Hydro-Québec has sufficient surplus to supply all the energy that both Canadian and export markets would take, the prices for Canadian sales would be independent of export prices, being determined through the usual mechanisms of inter-utility dealings, normally interconnection agreements. Export prices would apply to Canadian sales only when Hydro-Québec has insufficient surplus to supply all of the energy which the two markets, Canadian and export, are prepared to take. In that event Hydro-Québec would give priority to Canadian buyers but, if the export price would have been higher than the price determined by the applicable interconnection agreement, would charge that higher price (appropriately adjusted for differences in delivery costs) for any portion of the energy sold in Canada which would otherwise have been exported.

Since Hydro-Québec could soon be interconnected with several American markets and as a consequence could sell surplus energy on these markets at different prices, the Board, to protect Canadian interests, would ensure that a Canadian utility would pay the lowest export price in effect at the time it wishes to pre-empt an export sale. Accordingly, the Board would condition an interruptible licence so that, when a Canadian utility wishes to pre-empt exports, the applicable export price would be calculated as though existing exports under corresponding licences were pre-empted in order of increasing price up to the amount of energy required to meet the Canadian utility's requirements. Tnis procedure is illustrated in Appendix X.

8.2.3 Purchaser's Least Cost Alternative

Exports Under the Firm Power Contract

In the application, Vermont DPS gave a number of alternatives to its purchase of power and energy from Hydro-Québec. These included: purchase of additional nuclear capacity from NEPOOL planned units, purchase of oil-fired capacity from NEPOOL, purchases from Ontario Hydro and construction of new instate generating facilities. The replies given by the witness for Vermont DPS to questions from the Board

données par le témoin représentant Vermont DPS aux questions de l'Office indiquent que, après avoir fait un examen minutieux du problème, Vermont DPS ne les considère plus comme des solutions viables pour remplacer l'exportation proposée. Si la puissance et l'énergie d'Hydro-Québec ne lui sont pas disponibles, la seule avenue qui reste possible à Vermont DPS serait la négociation d'une série d'achats à court terme des sources plus économiques disponibles sur le marché au moment de la transaction.

L'Office accepte le témoignage du représentant de Vermont DPS et en conclut qu'il n'y a pas une seule solution pratique qui pourrait lui fournir la même quantité de puissance et d'énergie pour la même période. L'Office considère que la troisieme ligne directrice des prix ne s'applique pratiquement pas dans ce cas-ci, parce qu'il n'y a pas d'alternative comparable.

D'autres considérations indiquent à l'Office que le prix d'exportation est compatible avec les prix courants approuvés par l'Office pour des exportations à Citizen Utility, un autre service d'électricité du Vermont. Aussi la disposition "à prendre et à payer" du Contrat d'électricité garantie assurerait Hydro-Québec d'un revenu important sur une période de cinq ans même si Vermont DPS décidait de se prévaloir de son droit de mettre fin au contrat pour la deuxième partie de la période contractuelle.

L'Office croit que ces considérations ajoutées aux autres bénéfices décrits à la section 8.2.2, fournissent de bonnes raisons pour accepter le prix d'exportation.

Exportations interruptibles

La solution de remplacement de Vermont DPS aux achats de puissance et d'énergie interruptibles d'Hydro-Québec serait d'acheter d'autres producteurs de la puissance et de l'énergie à des conditions semblables à celles que prévoient la Convention d'interconnexion conclu entre Hydro-Québec et Vermont. La seule catégorie de transaction d'exportation qui est unique dans cette convention est l'énergie de remplacement de combustible, pour laquelle le prix est fixé à 80 % du décrément du coût de l'acheteur. Ceci pourrait aboutir à un prix plus élevé pour Hydro-Québec que le prix obtenu selon la formule de partage des économies normalement utilisée pour les ventes interruptibles. En fonction de ces considérations, l'Office est convaincu que les prix de l'énergie interruptible ne seraient pas matériellement inférieurs au coût d'opportunité sur le marché d'exportation.

showed that, after more detailed examination, Vermont DPS no longer considered them to be viable alternatives to the proposed export. If power and energy from Hydro-Québec were not available, the only feasible course open to Vermont DPS would be a series of short-term purchases from the lowest-cost source available at the time.

The Board accepts the evidence of the Vermont DPS witness and concludes that there is no realistic single alternative which would provide it with the same amount of power and energy for the same period. Because there is no comparable alternative, the Board considers that the third price guideline cannot be applied in this case.

As related considerations, the Board notes that the export price is consistent with current prices approved by the Board for exports to Citizens Utilities, a Vermont utility. Also, the take or pay provision in the firm power contract would provide a significant guaranteed income for Hydro-Québec for a minimum of five years even if Vermont DPS were to use its option to cancel purchases in the second half of the contract period.

The Board believes that these considerations, in addition to the other benefits described in Section 8.2.2, provide adequate reasons for accepting the export price.

Interruptible Exports

Vermont DPS's alternative to purchases of interruptible energy from Hydro-Québec would be to purchase the energy from other suppliers. Such purchases are normally made under terms and conditions similar to those in the interconnection agreement between Hydro-Québec and Vermont DPS. The only transaction classification that is unique in that agreement is fuel replacement energy which is priced at 80 % of the purchaser's decremental cost. This would result in a higher price for Hydro-Québec than the split-savings formula normally used for interruptible sales. The Applicant stated that mainly coal would be displaced by the proposed interruptible export. Based on these considerations, the Board is satisfied that prices for interruptible energy would not be materially less than the least cost alternative in the market area.

8.2.4 Décisions d'établissement des prix par le comité d'exploitation et prix d'exportation minimal

Étant donné que certains des prix d'exportation doivent être déterminés par le comité d'exploitation, les licences d'exportation comprendraient une modalité exigeant que la demanderesse dépose auprès de l'Office un rapport pour chaque décision prise relativement au prix de la puissance ou de l'énergie des leur établissement et toutes les fois qu'ils sont révisés.

Étant donné que la Convention d'interconnexion ne prévoit pas de prix minimal pour les exportations d'énergie supplémentaire ou de conservation et d'énergie tertiaire, la licence d'exportation comprendrait aussi une modalité précisant un prix minimal en dessous duquel aucune exportation ne pourrait être faite; elle comprendrait aussi une modalité obligeant Hydro-Québec à signaler rapidement à l'Office, par télex, chaque fois qu'elle utilise les classifications supplémentaire ou de conservation et tertiaire. En ce qui concerne l'énergie d'origine thermique ou nucléaire, le prix minimal serait de 110 % de l'incrément du coût de production, et pour l'énergie d'origine hydraulique, ce serait la valeur donnée par la formule de partage des économies.

8.3 Répercussions environnementales des exportations

D'après la preuve présentée, presque toutes les exportations proviendraient des installations hydro-électriques de la demanderesse qui ont été mises en place pour répondre aux besoins du Québec. Pour les années 1991 à 1995 l'exportation garantie pourrait nécessiter de la production thermique durant les périodes de pointe. L'énergie thermique ainsi produite représenterait moins de 1,0 % de la production annuelle. Tenant compte de ce qui précède, ce n'est qu'en cas de situation d'urgence aux États-Unis que les exportations seraient réalisées à partir des centrales thermiques de la demanderesse. Pendant la production d'énergie destinée aux exportations, les centrales thermiques continueraient de fonctionner de manière à tenir compte des contraintes environnementales existantes approuvées. L'Office est donc convaincu qu'aucune répercussion environnementale matérielle ne résulterait de la production de l'énergie qui fait l'objet de la présente demande. La section 8.8 du présent rapport traite de l'impact sur l'environnement causé par la ligne internationale de transport d'électricité.

8.2.4 Price Decisions by Operating Committee and Minimum Export Price

Because certain of the export prices are to be determined by the Operating Committee, any export licence would include a condition requiring the Applicant to file its proposed price levels with the Board when they are first set and whenever they are revised.

Because the interconnection agreement does not provide for a minimum price for exports of supplemental energy or conservation energy and tertiary energy, any export licence would include conditions specifying a minimum price below which exports could not be made and requiring Hydro-Québec to promptly report each use of these energy classifications to the Board by telex would also be included. For energy generated from thermal or nuclear sources, the minimum price would be 110 % of the incremental production cost and for hydraulic energy it would be the value given by the economy energy formula.

8.3 Environmental Impact

The evidence shows that almost all of the exports would come from the Applicant's hydraulic installations and purchases, which have been installed or contracted for to supply the Québec load. In the years 1991 to 1995 energy from thermal stations would be required to meet the firm export during peak load periods. This energy would amount to less than 1.0 % of the maximum annual export in any year. With this exception, energy from the Applicant's thermal stations would only be exported in the event of an emergency in the United States. In all cases, while generating energy for export, the thermal stations would be operated within the existing approved environmental constraints. The Board is, therefore, satisfied that no material environmental impact would result from the production of the energy involved in this application. The environmental impact of the international power line will be dealt with in Section 8.8.

8.4 Conclusions de l'office

À la lumière de ce qui précède, l'Office, étant convaincu que la puissance et l'énergie à exporter sont excédentaires aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada, et que les prix à exiger sont justes et raisonnables par rapport à l'intérêt public, et ayant tenu compte de toutes les autres considérations qui semblent pertinentes, est prêt à délivrer les licences suivantes:

1. une licence autorisant l'exportation de puissance et d'énergie garanties à Vermont DPS, au moins 150 MW à un facteur d'utilisation de 100 % pour une période de 10 ans, commençant au plus tôt le 1er septembre 1985, et au plus tard le 1er mars 1986. Les modalités applicables sont exposées à l'Annexe XI.

2. une licence autorisant l'exportation de puissance et d'énergie interruptibles à Vermont DPS, jusqu'à concurrence de 1752 GW.h par période de 12 mois consécutifs, moins toutes les exportations faites en vertu de la licence de puissance garantie, pour une période de 10 ans et six mois du 1er septembre 1985 au 28 février 1996. Les modalités applicables sont exposées à l'Annexe XII.

Demande de certificat

Conformément à l'article 44 de la Loi, l'Office tient compte de toutes les données qui lui semblent pertinentes lorsqu'il étudie une demande de certificat. La Loi mentionne notamment que l'Office peut considérer l'accessibilité de la puissance à la ligne internationnale, l'existence de marché, la praticabilité économique, le financement et tout intérêt public qui peut être atteint par l'octroi ou le rejet de la demande.

8.5 Ligne internationale de transport d'électricité

La disponibilité de puissance de même que l'existence de marché ont déjà été démontrées dans les sections précédentes de ce rapport. Le financement de la ligne et des installations connexes ferait parti du programme général d'immobilisations de la demanderesse et ne représente qu'une petite partie des immobilisations annuelles de la demanderesse. La preuve a démontré que le contenu canadien de la ligne et des installations connexes serait de plus de 98 %, l'Office est donc assuré que les Canadiens auraient l'occasion de participer tant à la fourniture qu'à l'installation des équipements.

8.4 The Board's Findings

The Board, having satisfied itself that the power and energy to be exported are surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements, and that the prices to be charged are just and reasonable in relation to the public interest, and having had regard to all other considerations that appear to be relevant, is prepared to issue the following licences:

1. a licence authorizing the export of firm power and energy to Vermont DPS of not less than 150 MW at up to 100 % annual load factor for a period of 10 years from 1 September 1985 at the earliest or 1 March 1986 at the latest. Applicable terms and conditions are set out in Appendix XI.

2. A licence authorizing exports of interruptible power and energy to Vermont DPS of up to 1752 GW.h per consecutive 12-month period less any exports made under the firm power licence for a period of 10 years and six months from 1 September 1985 to 28 February 1996. Applicable terms and conditions are set out in Appendix XII.

Application for Certificate

Section 44 of the Act requires the Board, in considering an application for a certificate, to take into account all matters that appear to it to be relevant. In particular, the Act states that the Board may have regard to the availability of power to the line, the existence of markets, the financing and economic feasibility of the project and any public interest that may be affected by the granting or refusing of the application.

8.5 International Power Line

The availability of power and the existence of markets have been demonstrated in previous sections of this report. The financing of the line and the associated terminal equipment would be included in Hydro-Québec's general capital investment program and would represent a small addition to the Applicant's total annual capital investment. The evidence shows that the Canadian content of the line and the associated terminal equipment would be approximately 98 %, therefore the Board is satisfied that Canadians would have ample opportunity to participate in supplying and installing the equipment.

8.6 Justification économique

L'Office a examiné l'estimation des coûts de l'interconnexion proposée et les a trouvés raisonnables. Le coût total comprend les modifications à apporter à d'autres postes d'Hydro-Québec qui sont nécessaires pour maintenir des tensions d'exploitation convenables sur le réseau en raison du plus grand débit des charges reliées à l'exportation. On a aussi tenu compte du coût de devancement de construction de la ligne à 120 kV entre Iberville et Saint-Sébastien ce qui complètera une deuxième ligne à 120 kV pour alimenter le poste Bedford. D'après la preuve, il est clair qu'en tenant compte de la disposition "à prendre et à payer" qui est prévue au Contrat d'électricité garantie, les coûts de construction de l'interconnexion proposée seraient complètement récupérés dès la première année d'exploitation au moyen des revenus provenant des ventes faites en vertu du même contrat. Ce revenu minimum garanti par la disposition "à prendre et à payer" serait plus que suffisant pour assurer la justification économique de l'interconnexion. Face à cette preuve, l'Office est assuré que la ligne serait économiquement viable.

8.6 Economic Feasibility

The Board has examined the cost estimate for the proposed interconnection and finds it reasonable. The cost includes work at other Hydro-Québec stations required to maintain system voltage levels with the higher power flows associated with the export, and also the advancement of a 120 kV line between Iberville and Saint-Sébastien which would complete a second 120 kV supply to Bedford. It is clear from the evidence that the cost related to the construction and operation of the Canadian portion of the proposed interconnection would be fully recovered by revenues from the take or pay portion of sales under the firm power contract within the first year of operation. This minimum take or pay revenue would be more than adequate to ensure the economic feasibility of the interconnection. Based on these considerations the Board is satisfied that the line would be economically viable.

8.7 Choix du corridor et du tracé général

L'Office remarque qu'Hydro-Québec a mené une étude d'ensemble tenant compte des aspects économiques, techniques et environnementals pour retenir le corridor et le tracé général de la ligne. La demanderesse a fait remarquer qu'en raison de l'étendue limitée de la région étudiée, il n'aurait pas été pratique de passer par l'étape intermédiaire d'identification des corridors pour arriver à établir le tracé préféré de la ligne. À ce stade ci, l'Office est surtout soucieux d'autoriser l'emplacement général de la ligne proposée. Bien que l'Office ait utilisé l'étape du corridor dans le cas de la ligne vers NEPOOL pour en fixer les limites du tracé général, il reconnaît qu'il s'agit ici d'un cas particulier et accepte que l'omission de cette étape était une façon plus pratique de procéder dans cette étude.

L'Office considère important le fait que ce projet ait été accepté par le public des régions concernées et qu'aucun intervenant n'a comparu pour s'opposer au tracé de la ligne à aucun moment de l'audience publique tenue par l'Office.

L'Office considère aussi comme important le fait que les autorités provinciales compétentes aient approuvé le projet et aient

8.7 Corridor and Route Selection

The Board notes that Hydro-Québec has conducted a comprehensive study to establish its preferred route based on economic, technical and environmental considerations. The Applicant testified that because of the small size of the study area, the identification of corridors as an intermediate step in developing the preferred route was impractical and was therefore omitted in the study procedure. The Board is only concerned with the certification of the general location of the proposed line at this stage of the proceedings. Although the Board used the preferred corridor in the NEPOOL application to set limits for the general route, the Board recognizes the special circumstances of this case and accepts that omission of the corridor stage of the study was more practical.

The Board considers it significant that this project has achieved general acceptance by the public in the area affected and that no intervenors appeared, at any stage in the Board's proceedings, who were opposed to the line routing.

The Board also considers it significant that the proposed project has been approved by the relevant provincial government agencies and

autorisé Hydro-Québec à commencer la construction de la ligne en suivant le tracé retenu.

L'Office a aussi soigneusement examiné le processus employé par Hydro-Québec pour la sélection du tracé général et est assuré que le choix du tracé Centre-Est est le plus rentable et est acceptable du point de vue de l'environnement. Pour cette raison et les raisons exposées ci-haut, l'Office accepte le tracé retenu par Hydro-Québec montré à l'Annexe VII du présent rapport et qui est plus clairement illustré à l'Annexe I du "Rapport d'étude d'avant-projet" comme le tracé général de la ligne internationale de transport d'électricité.

Tout certificat que l'Office pourrait accorder serait assorti d'une modalité exigeant qu'Hydro-Québec dépose des rapports décrivant l'efficacité des procédures et de la politique de protection de l'environnement et des mesures qui seraient prises pour atténuer à long terme tous les dommages causés par la construction.

8.8 Impact sur l'environnement

La preuve démontre que la demanderesse a examiné à fond les effets de l'interconnexion sur l'environnement et a démontré qu'il n'y aurait pas d'effets environnementaux innaceptables causés par la construction et l'exploitation de la ligne. Tout dommage qui pourrait être causé par la construction serait mitigé ou minimisé en suivant les procédures et politiques décrites dans la demande et dans le "Code de l'environnement" qui s'applique à tous les projets de construction de la demanderesse.

Comme la ligne proposée sera exploitée à 120 kV qui est un niveau de tension relativement bas, la plupart des considérations concernant l'effet couronne et les autres effets des champs électriques des lignes à haute tension ne s'appliquent pas.

Pour toutes ces raisons, l'Office est satisfait que l'interconnexion peut être construite et exploitée avec un niveau acceptable d'impact sur l'environnement.

8.9 Conclusions de l'office

En conséquence l'Office, ayant tenu compte de toutes les données qui lui semblaient pertinentes et s'étant assuré que la ligne est et sera nécessaire pour la commodité et la nécessité publiques présentes et à venir est prêt à délivrer le certificat de commodité et de nécessité publiques autorisant la construction et l'exploitation de la portion canadienne de la ligne de transport proposée. Le tracé de la ligne devrait être à l'in-

Hydro-Québec has received the necessary provincial authorization to commence construction of the line in accordance with its preferred routing.

The Board has carefully examined Hydro-Québec's route-selection process and is satisfied that the Applicant's choice of the Centre-East route is cost effective and environmentally acceptable. For this reason and for the reasons noted above, the Board accepts Hydro-Québec's preferred route shown in Appendix VII of this report, and more specifically illustrated under Annexe I of the "Rapport sur les études d'avant-projet", as a general route for the international power line.

As a condition of any certificate the Board would grant, it would require that Hydro-Québec submit reports describing the effectiveness of procedures and policies it proposed for the protection of the environment and of the actions taken to mitigate any long-term damage to the environment due to construction of the project.

8.8 Environmental Impact

The evidence shows that the Applicant has thoroughly investigated the potential environmental effects of the proposed interconnection and has demonstrated that there would be no unacceptable environmental effects from the construction and operation of the line. Any damage which might be caused by the construction would be minimized by following the general procedures and policies described in the Application and the Applicant's "Code de l'environnement" which it applies to all its construction projects.

Because the proposed line operates at 120 kV, a comparatively low transmission voltage, most of the considerations relating to corona and other effects of electromagnetic fields of power lines of higher voltage do not apply.

For all these reasons, the Board is satisfied that the interconnection can be installed and operated with an acceptable level of environmental impact.

8.9 The Board's Findings

In view of the foregoing, the Board, having satisfied itself that the proposed international power line is and will be required for the present and future public convenience and necessity, is prepared to issue a certificate of public convenience and necessity authorizing the construction and operation of the Canadian portion of the proposed transmission line. The line is to be located generally on the route identified as

térieur du tracé identifié comme le tracé Centre-Est tel que montré à l'Annexe VII. Les modalités applicables sont exposées à l'Annexe XIII.

Les précédents constituent nos motifs de décision et notre décision quant à la demande d'Hydro-Québec conformément à la partie III et à la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie.

the Centre-East route in Appendix VII. Applicable terms and conditions are set out in Appendix XIII.

The foregoing constitutes our Reasons for Decision and Decision in the matter on the application of Hydro-Québec pursuant to Part III and Part VI of the National Energy Board Act.

J.L. Trudel
Membre présidant/Presiding Member

A.B. Gilmour
Membre/Member

W.G. Stewart
Membre/Member

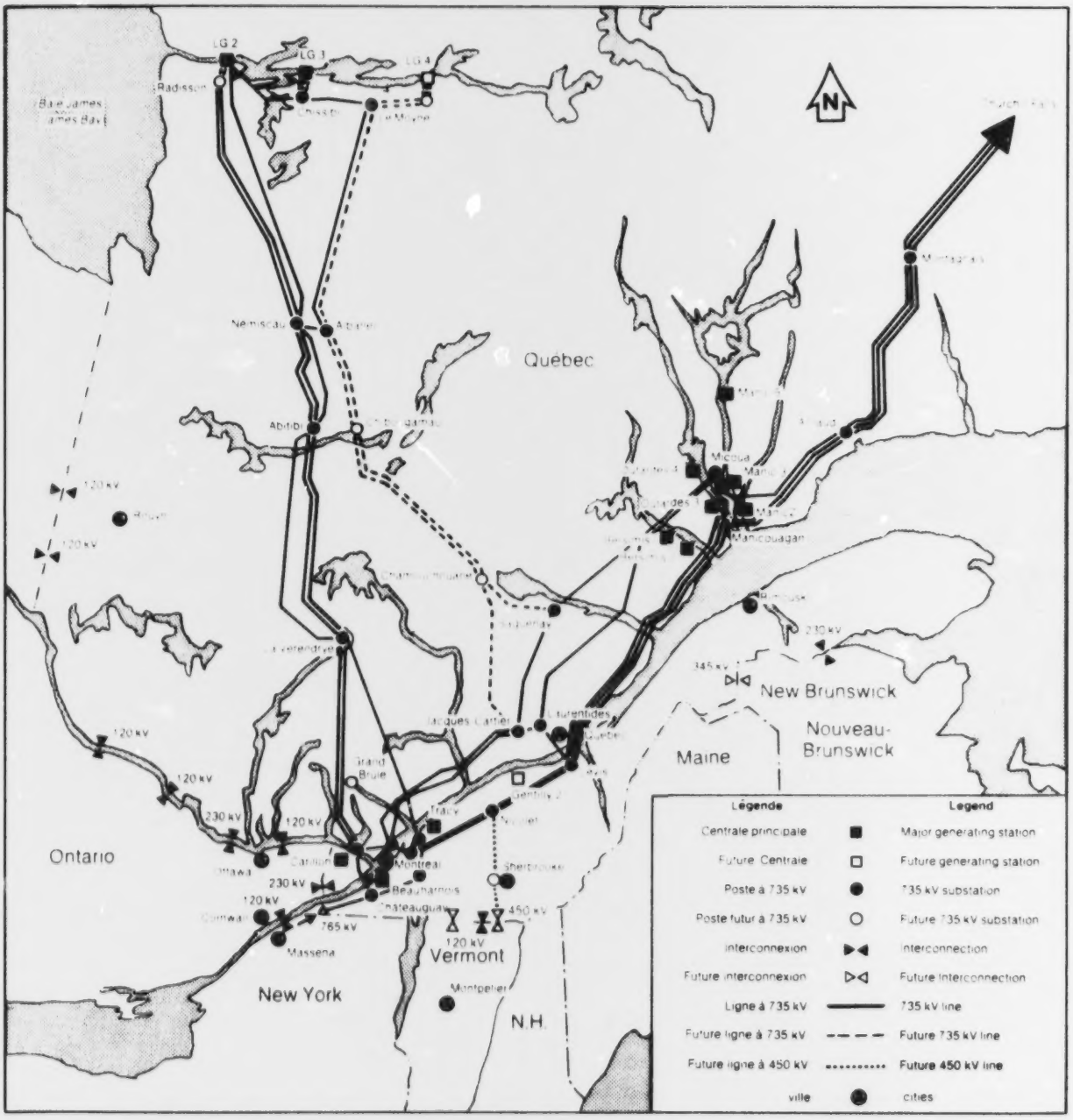
Ottawa, Canada
Janvier/January 1985

Annexe I

Appendix I

Hydro-Québec
Les principales installations en 1984

Hydro-Quebec
System's Main Features in 1984



Annexe II

Appendix II

Hydro-Québec
Centrales en service au 31 décembre 1983
Generating Stations in Service as of
31 December 1983

Centrales hydrauliques
Hydro-electric Stations

	MW
1. LG-2	5328
2. LG-3	1920
3. Beauharnois	1613
4. Manic 5	1292
5. Manic 3	1183
6. Manic 2	1015
7. Bersimis 1	912
8. Outardes 3	756
9. Bersimis 2	655
10. Carillon	654
11. Outardes	4 632
Autres / Others (moins de 500 MW / less than 500 MW)	3595
Total hydraulique / Total hydro-electric	**19555 MW**

Centrales thermiques
Thermal Stations

1. Gentilly 2 (nucléaire/nuclear)	685
2. Tracy (pétrole/oil)	600
3. La Citière (gaz/gas)	201
4. Cadillac (gaz/gas)	162
5. Combustion interne / Internal Combustion	97
Total thermique / Total thermal	**1746 MW**
Total des centrales en service au 31 décembre 1983 / Total of Generating Stations in service as of 31 December 1983	**21301 MW**

Annexe III

Résumé du Contrat d'électricité garantie

A — Période contractuelle

Durée

La période contractuelle, d'une durée de 10 ans, débute le 1er septembre 1985 et se termine le 31 août 1995. Dans le cas de retard de mise en service des installations d'interconnexion, elle pourrait commencer au plus tard le 1er mars 1986 et se terminer au plus tard le 29 février 1996.

"*Partie A de la période contractuelle*" désigne la période commençant le premier jour de la période contractuelle, au plus tard le 1er mars 1986, et se terminant cinq ans plus tard. Cependant, si seul Vermont DPS est en retard pour la mise en service de ses installations d'interconnexion, la partie A de la période contractuelle prend fin le 31 octobre 1990 au plus tard, tandis que si seule Hydro-Québec est en retard pour la mise en service de ses installations d'interconnexion, elle prend fin le 28 février 1991 au plus tard.

"*Partie B de la période contractuelle*" désigne la période commençant à la fin de la partie A de la période contractuelle et se terminant cinq ans plus tard. Cependant, si seul Vermont DPS est en retard pour la mise en service de ses installations d'interconnexion, la partie B de la période contractuelle prend fin le 31 octobre 1995 au plus tard, tandis que si seule Hydro-Québec est en retard pour la mise en service de ses installations d'interconnexion, elle prend fin le 29 février 1996 au plus tard.

Option de Vermont

Vermont DPS a l'option de mettre à fin son obligation de prendre et de payer la puissance et l'énergie à la fin de la partie A de la période contractuelle, à condition d'en aviser Hydro-Québec par écrit au plus tard le 30 avril 1986.

Retard de mise en service de moins de six mois

Si il y a retard dans la mise en service des installations d'interconnexion, la période contrac-

Appendix III

Summary of the Firm Power Contract

A — Contract Period

Term

The contract period, 10 years, will begin on September 1, 1985 and end on August 31, 1995. In the case of delay in commissioning the interconnection facilities, it could begin at the latest on March 1, 1986 and end on February 29, 1996.

"*Part A of the contract period*" shall be the period beginning on the first day of the contract period, not later than March 1, 1986, and ending five years later. However if only Vermont DPS is late in commissioning its interconnection facilities, not later than October 31, 1990, and if only Hydro-Québec is late in commissioning its interconnection facilities, not later than February 28, 1991.

"*Part B of the contract period*" shall be the period beginning at the termination of Part A of the contract period and ending five years later. However if only Vermont DPS is late in commissioning its interconnection facilities, Part B of the contract period will end not later than October 31, 1995, and if only Hydro-Québec is late in commissioning its interconnection facilities, not later than February 29, 1996.

Option of Vermont

Vermont DPS will have the option to terminate its obligation to take and pay for the power and energy at the termination date of Part A of the contract period provided that on or before April 30, 1986 Vermont DPS notifies Hydro-Québec in writing of its decision.

Delay in commissioning less than six months

If there is a delay in commissioning of the interconnection facilities, the contract period shall

tuelle débutera à la date où Hydro-Québec sera en mesure de livrer de la puissance et de l'énergie ou à la date où Vermont DPS sera en mesure de la recevoir mais pas plus tard que le 1er mars 1986.

Si le retard est attribuable à Hydro-Québec, la période contractuelle se terminera

a) cinq ans après le début de ladite période si Vermont DPS exerce son droit d'y mettre fin, ou

b) dix ans après le début de ladite période.

Si le retard est attribuable à Vermont DPS, la période contractuelle se terminera

a) cinq ans après le début de ladite période mais pas plus tard que le 31 octobre 1990 si Vermont DPS exerce son droit d'y mettre fin, ou

b) dix ans après le début de ladite période mais pas plus tard que le 31 octobre 1995.

Si toutefois Vermont met fin à son obligation et que la période contractuelle se termine après cinq ans ou au plus tard le 31 octobre 1990, l'énergie que Vermont DPS n'aura pas pu recevoir durant ladite période contractuelle à cause du retard de mise en service de ses installations, doit être mise à sa disposition par Hydro-Québec du 1er avril 1991 au 30 novembre 1991 au prix fixé conformément à l'article 7.2. (partie B de la période contractuelle).

B — Quantités et livraison

Hydro-Québec met à la disposition de Vermont DPS une puissance total d'au moins 150 MW à un facteur d'utilisation annuelle pouvant atteindre 100 %.

Vermont prend l'énergie à un facteur d'utilisation annuelle d'au moins 80 % jusqu'à la première des dates suivantes: l'expiration des premiers cinq ans de la période contractuelle ou le 31 octobre 1990. Par la suite, Vermont prend l'énergie à un facteur d'utilisation annuelle d'au moins 50 % jusqu'à la fin de la période contractuelle.

Au moins 125 MW sont rendus disponibles à la frontière au sud de Bedford; le reste est à la frontière au sud de Stanstead.

begin on the date Hydro-Québec is capable of delivering power and energy or on the date Vermont DPS is capable of receiving it but not later than March 1, 1986.

If the delay is attributable to Hydro-Québec, the contract period will terminate:

a) five years after the beginning of the said contract period if Vermont DPS exercises its option to terminate it, or

b) ten years after the beginning of the said period.

If the delay is attributable to Vermont DPS, the contract period will terminate:

c) five years after the beginning of the said contract period but no later than October 31, 1990 if Vermont DPS exercises its option to terminate it, or

d) ten years after the beginning of the said period but no later than October 31, 1995.

If however, Vermont DPS terminates its obligation and the contract period ends after five years or on October 31, 1990 at the latest, the energy not received by Vermont DPS during the said contract period because of the delay in commissioning the facilities, shall be made available by Hydro-Québec from April 1, 1991 to November 30, 1991 at a price established as per Article 7.2 (Part B of the contract period).

B — Quantity and Delivery

Hydro-Québec will make available to Vermont DPS a total capacity of not less than 150 MW at up to 100 % annual load factor.

Vermont DPS will take the energy at a minimum of 80 % annual load factor until the earlier of the following dates: the end of the first five years of the contract period or October 31, 1990. Thereafter, Vermont DPS will take the energy at a minimum of 50 % annual load factor until the end of the contract period.

At least 125 MW of this amount shall be made available at the border south of Bedford, and the remaining amount shall be made available at the border south of Stanstead.

C — Prix

Les prix de la puissance et de l'énergie sont établis conformément à l'Article VII jusqu'à la fin du contrat.

Partie A de la période contractuelle

Prix combiné de la puissance et l'énergie ($ US/MW.h)

Période de 12 mois	Prix brut	Rabais	Prix net
1re	40	7	33
2e	40	7	33
3e	42	7	35
4e	44	7	37
5e	47	7	40

Le rabais de 7 $ US par MW.h s'applique au prix combiné de la puissance et de l'énergie jusqu'au 31 août 1990, en contrepartie de la construction du redresseur-onduleur à courant continu au Vermont. En cas de retard de la mise en service des installations causé uniquement par Hydro-Québec, ce rabais s'applique jusqu'à la fin de la partie A de la période contractuelle.

Partie B de la période contractuelle

Prix de l'énergie = 80 % du coût pondéré de l'énergie fossile du NEPOOL.

Prix de la puissance = B x I $ US

B est le prix annuel fixé pour la disponibilité de 150 MW au cours de l'année contractuelle précédente; pour l'année contractuelle commençant le 1er septembre 1990, le prix de référence de la puissance pour 150 MW est de 10 millions de $ US, indépendamment des retards de mise en service des installations d'interconnexion; et

I correspond au facteur d'inflation qui est obtenu en divisant l'indice moyen des prix de l'année contractuelle précédente par l'indice moyen des prix des douze mois précédant ladite année contractuelle précédente.

"L'indice moyen des prix d'une année" correspond à la moyenne des indices des quatre trimestres consécutifs se terminant le 31 mars, ces indices figurant sous la rubrique "National Income Product Accounts — Implicit Price Deflator for Gross Private Domestic Fixed Non Residential Investment" dans *Survey of Current Business* publié par le Bureau of Economic Analysis of the United States Department of Commerce.

C — Prices

The prices for power and energy are established until the end of the contract period, according to Article VII of the contract.

Part A of the Contract Period

Combined Price for Power and Energy ($ US/MW.h)

12 month Period	Gross Price	Rebate	Net Price
1st	40	7	33
2nd	40	7	33
3rd	42	7	35
4th	44	7	37
5th	47	7	40

The rebate of $ 7 US/MW.h will be applied to the combined price of power and energy up to August 31, 1990 in consideration for building the direct current converter in Vermont. If a delay in commissioning the facilities due only to Hydro-Québec occurs, this rebate will continue to apply until the termination of Part A of the contract period.

Part B of the Contract Period

Price of energy = 80 % of the weighted NEPOOL fossil energy cost.

Price of power = B × I $ US

B is the annual price for the availability of 150 MW during the previous contract year; for the contract year beginning September 1, 1990, the reference price of power for 150 MW is 10 million US dollars regardless of delays in commissioning of the interconnection facilities.

I is an inflation factor obtained by dividing the average price index for the previous contract year by the average price index for the twelve-month period preceding the said previous contract year.

"The average price index for a given year" shall mean the average of the four consecutive quarterly indexes ending on March 31, of the "National Income Product Accounts — Implicit Price Deflator For Gross Private Domestic Fixed Non Residential Investment" in the *Survey of Current Business* published by the Bureau of Economic Analysis of the United States Department of Commerce.

D — Calcul du coût pondéré de l'énergie fossile de NEPOOL

Le coût pondéré de l'énergie fossile est établi chaque mois d'après l'expérience réelle des membres de NEPOOL durant la période de douze mois se terminant le dernier jour de l'avant-dernier mois et est égal à $\frac{A}{B}$

A = Le coût des combustibles fossiles brûlés mensuellement par chaque membre de NEPOOL est déterminé chaque mois et ces coûts sont additionnés pour donner le total mensuel pour NEPOOL. Les totaux mensuels de NEPOOL sont additionnés pour la période appropriée de douze mois.

B = L'énergie électrique nette produite par chaque membre de NEPOOL à partir des combustibles fossiles est déterminé chaque mois et ces quantités sont additionnées pour donner le total mensuel pour NEPOOL. Les totaux mensuels de NEPOOL sont additionnés pour la période appropriée de douze mois.

D — Derivation of Weighted NEPOOL Fossil Energy Cost

The weighted NEPOOL fossil energy cost is established each month based on the actual experience of the NEPOOL participants during the twelve-month period ending the last day of the second previous month and shall be equal to $\frac{A}{B}$.

A = The cost of the fossil fuel burned by each NEPOOL participants shall be determined each month and summed to yield the total for NEPOOL for the month. The monthly NEPOOL totals shall be summed for the applicable twelve-month period.

B = The net electrical energy generated from fossil fuel by each NEPOOL participant shall be determined each month and summed to yield the total for NEPOOL for the month. The monthly NEPOOL totals shall be summed for the applicable twelve-month period.

Annexe IV

Résumé de la Convention d'interconnexion

Définitions

L'incrément du coût est défini comme le coût encouru par la partie qui fournit de l'énergie, lequel n'aurait pas été encouru si la transaction n'avait pas eu lieu. Le décrément du coût est la somme nette de tous les coûts évités à la partie à qui l'énergie est fournie.

L'énergie d'économie est définie comme étant de l'énergie produite à même des ressources non renouvelables et livrée aux fins de réaliser une économie lorsque la partie qui la reçoit dispose de suffisamment de capacité de production pour supporter sa propre charge.

L'énergie de remplacement de combustible est définie comme étant l'énergie produite à même des ressources renouvelables et livrée pour remplacer de l'énergie produite à même des ressources non renouvelables aux fins de réaliser une économie et d'épargner ces ressources.

La puissance de capacité ou d'urgence est définie comme la puissance et l'énergie associée fournie sur une base journalière en cas de manque de puissance temporaire résultant d'indisponibilités forcées d'installations ou de conditions d'exploitation inhabituelles ou anormales affectant la capacité de production de la partie qui reçoit.

L'énergie supplémentaire ou de conservation est définie comme étant l'énergie fournie pour suppléer l'emmagasinage (eau ou combustible) ou conserver les réserves de combustible de la partie qui reçoit, et dont le besoin résulte de l'indisponibilité d'eau ou de combustible, d'actions gouvernementales ou de désastres étendus.

Les termes, incluant les tarifs et les taux, sont sujets à révision à la demande de l'une ou l'autre partie.

Appendix IV

Summary of the Interconnection Agreement

Definitions

Incremental cost is defined as the cost incurred by the party supplying the energy which would not have been incurred had the transaction not taken place. Decremental cost is the net sum of all the avoided costs to the party to whom energy is supplied.

Economy energy is defined as energy from non-renewable resources which is delivered in order to effect a saving when the receiving party has adequate generating capability available to carry its own load.

Fuel replacement energy is defined as energy from renewable resources and delivered to replace energy from non-renewable resources in order to effect savings and economize non-renewable resources.

Capacity or emergency power is defined as power and associated energy which is supplied as day-to-day assistance in case of a temporary capacity deficiency resulting from forced outages of facilities or unusual or abnormal operating condition affecting the capacity of the receiving party's own generating capability.

Supplemental or conservation energy is defined as energy provided to supplement energy storage (water or fuel) or conserve fuel supplies of the receiving party, the need of which result from water or fuel unavailability, government actions or widespread disasters.

The terms, including the rates and charges, are subject to review at least every two years, or more frequently at the request of either party.

Transactions

Catégorie	Description	Prix de la puissance	Prix de l'énergie
Énergie d'économie	de ressources non-renouvelables	—	1/2 (incrément du coût + décrément du coût)
Énergie de remplacement de combustible	de ressources renouvelables	—	le moindre de: a) 80 % du décrément du coût, moins le coût de livraison, ou b) un prix constitué de la moitié d'un coût de base de l'énergie fixé de temps à autre par le comité d'exploitation, plus la moitié du décrément du coût de l'énergie ainsi remplacée, moins le coût de livraison, ledit prix ne devant pas être inférieur à une valeur spécifiée par le comité d'exploitation
Énergie tertiaire	ne fait partie d'aucune autre catégorie	—	tel que défini par le comité d'exploitation
Transfert inadvertant		—	aucun coût. Sera compensé par des livraison subséquentes
Puissance de capacité ou d'urgence	puissance au jour le jour	120 $ US/MW/jour	le plus élevé de 110 % de l'incrément du coût, ou tel que convenu par le comité d'exploitation
Énergie supplémentaire ou de conservation	fournie en période hors pointe en vue de soutenir les réserves	—	fixé par le comité d'exploitation
Réserve d'exploitation	pour suppléer la capacité de production	—	fixé par le comité d'exploitation

Transactions

Class	Description	Demand Charge	Energy Charge
Economy Energy	from non-renewable energy sources	—	1/2 (incremental cost + decremental cost)
Fuel Replacement Energy	from renewable energy sources	—	the lesser of a) 80 % of decremental cost, less delivery cost, or b) a price consisting of one half of a basic energy cost agreed upon from time to time by the Operating Committee, plus one half of the decremental cost of the energy thus replaced, less the cost of delivery, such said price not to be less than a value specified by the Operating Committee
Tertiary Energy	any energy not included in another class	—	as agreed by Operating Committee
Inadvertent Transfer		—	no charge. To be balanced in subsequent deliveries
Capacity or Emergency Power	power by the day	120 US $/MW/day	higher of 110 % of incremental cost , or as agreed by Operating Committee
Supplemental or Conservation Energy	provided off-peak to supplement storage	—	as agreed by Operating Committee
Operating Reserve	to supplement production capacity	—	as agreed by Operating Committee

Annexe V

Appendix V

Hydro-Québec

Capacité, demande et puissance excédentaire
Mois de janvier*

(MW)

Hydro-Québec

Capacity, Demand and Excess of Power
for the Month of January*

(MW)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	
1. Capacité interne HQ													**1. Internal capacity HQ**
hydraulique	21655	22269	22312	22353	22385	22418	22451	22466	22971	23461	23461	23461	**hydro**
thermique**	1191	1191	1191	1191	1191	1191	1191	1191	1191	1291	2091	2091	**thermal (oil)****
nucléaire	637	637	637	637	637	637	637	637	637	637	637	637	**nuclear**
pompage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	844	**pumped storage**
total	**23483**	**24097**	**24140**	**24181**	**24213**	**24246**	**24279**	**24294**	**24799**	**25389**	**26189**	**27033**	**total**
2. Achats Contractuels	5034	4977	4919	4861	4861	4861	4861	4861	4861	4861	4861	4861	**2. Power purchases**
3. Capacité total (1 + 2)	**28517**	**29074**	**29042**	**29042**	**29074**	**29107**	**29140**	**29155**	**29660**	**30250**	**31050**	**31894**	**3. Total capacity (1 + 2)**
4. Besoins réguliers***	22257	23267	24087	24897	24566	25406	26286	27006	27706	28501	29291	30081	**4. Regular loads*****
5. Excédent Brut (3-4)	6260	5807	4955	4145	4508	3701	2854	2149	1954	1749	1759	1813	**5. Gross excess (3-4)**
6. Réserve requise	**3061**	**3061**	**3016**	**2971**	**2987**	**3032**	**3070**	**3100**	**3163**	**3247**	**3372**	**3460**	**6. Required reserve**
7. Exécent net (5-6)	3199	2746	1939	1174	1521	669	−216	−951	−1209	−1498	−1613	−1647	**7. Net excess (5-6)**
8. Aide d'urgence****													**8. Emergency Aid******
charges interruptibles	720	780	800	830	850	880	900	930	960	990	1020	1050	**interruptible loads**
réseaux voisins	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	**neighbouring systems**
total	**1220**	**1280**	**1300**	**1330**	**1350**	**1380**	**1400**	**1430**	**1460**	**1490**	**1520**	**1550**	**total**
9. Puissance excédentaire totale (7 + 8)	**4419**	**4026**	**3239**	**2504**	**2871**	**2049**	**1184**	**479**	**251**	**−8**	**−93**	**−97**	**9. Total excess (7 + 8)**

* Janvier est le mois critique, c'est-à-dire le mois ou la puissance excédentaire est le moins élevée durant la plupart des années.

** Mazout et turbines à gaz

*** Comprend les besoins prioritaires du réseau et hors réseau.

**** Charges qui peuvent être interrompues ou puissance disponible lors de la période de pointe (voir section 5.3 pour explication).

* January is the critical month, i.e., the month of least excess power in most years.

** Oil-fired and gas turbine

*** Includes domestic load plus all other firm commitments.

**** Loads that could be interrupted or available power at the peak period (see section 5.3 for details).

Annexe VI

Hydro-Québec

Productibilité, charge et énergie excédentaire (GW.h)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
1. **Productibilité totale***	142400	150282	159764	165515	167086	166835	1. **Total capability***
2. **Charge Besoins réguliers****	111119	115694	117842	121243	124090	127790	2. **Regular load****
3. **Énergie excédentaire**	**31281**	**34588**	**41922**	**44272**	**42996**	**39045**	3. **Excess**

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	
1. **Productibilité totale***	167116	167407	168895	171516	167834	171712	1. **Total capability***
2. **Charge Besoins réguliers****	131590	135494	139192	143191	147493	151891	2. **Regular load****
3. **Énergie excédentaire**	**35526**	**31913**	**29703**	**28325**	**20341**	**19821**	3. **Excess**

* Productibilité totale d'énergie requise pour rencontrer la demande normale et pour profiter des marchés d'exportation disponibles en tenant compte:

a) d'une hydraulicité moyenne et des conditions normales d'exploitation,
b) de la production nucléraire de base équivalent à 70% de facteur de charge, et
c) de la production thermique de base pour les régions isolés seulement.

** Besoins réguliers comprennent la demande normale basée sur un scénario de croissance moyenne de 2,9 % par année et les besoins prioritaires du réseau et hors réseau.

Appendix VI

Hydro-Québec

Capability, Load and Excess of Energy (GW.h)

* Total capability required to meet the regular load and take advantage of the available export market, taking into account:

a) average streamflow conditions and normal system operation,
b) nuclear based load generation at 70% annual capacity factor, and
c) thermal generation for isolated areas only.

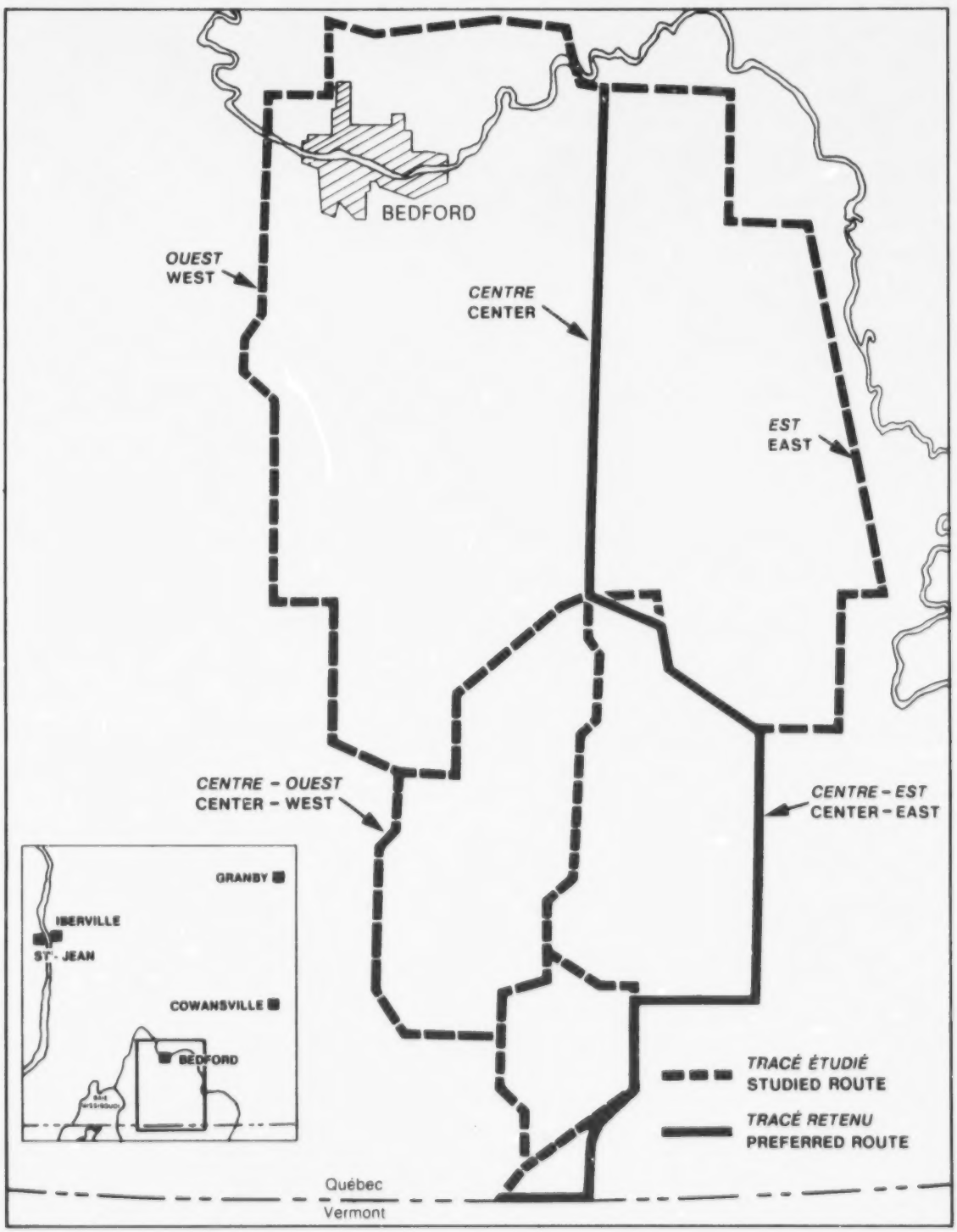
** Includes Québec domestic load which is based on a 2.9 % average annual growth rate scenario plus all other firm commitments.

Annexe VII

LIGNE INTERNATIONALE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ
TRACÉS PROPOSÉS

Appendix VII

INTERNATIONAL POWER LINE
PROPOSED ROUTES



Annexe VIII

Ligne internationale de transport d'électricité
Caractéristiques techniques

Caractéristiques générales:	
Description de la ligne	Ligne monoterne à 120 kV d'une longueur de 17,7 km
Type de support	Portiques en bois
Hauteur moyenne	17,7 m
Portée moyenne	160 m
Emprise	40 m
Caractéristiques électriques:	
Tension nominale	120 kV
Nombre de ternes	1
Conducteurs	
nombre par phase	1
calibre et type	795 MCM-ACSR 54/7
espacement min. entre phases, en tout temps, tout le long de la ligne	1,6 m métal-métal
Courant admissible	
été	1050 A/cond.
hiver	1275 A/cond.
Câbles de garde	
calibre et type	0,95 cm (acier galvanisé)
nombre par support	1 ou 2
angle max. de protection	35°
Isolement	
nombre d'isolateurs par chaine	7 éléments de 14,6 cm sur 25,4 cm
espacement min. entre les parties sous tension et	
a) la masse	0,92 m à angle de 35°
b) le sol	Norme ACNOR C22.3 N° 1 — 1970 à (95 °C max.)
Mise à la terre des supports	Contrepoids continu ou piquet de terre à chaque support

Appendix VIII

International Power Line
Technical Characteristics

General Characteristics:	
Line description	120 kV single circuit line 17.7 km length
Type of support	Wood "H" frame
Average height	17.7 m
Average span	160 m
Right-of-way	40 m
Electrical Characteristics	
Nominal Voltage	120 kV
Number of circuits	1
Conductors	
number per phase	1
size and type	795 MCM-ACSR 54/7
minimum spacing between phase at any time, all along the line	1.6 m metal-metal
Carrying capacity	
summer	1050 A/cond.
winter	1275 A/cond.
Shield wire	
size and type	0.95 cm (galvanized steel)
number per support	1 or 2
max. protection angle	35°
Insulation	
number of insulators per chain	7 elements 14.6 cm x 25.4 cm
minimum spacing between parts under tension and	
a) ground	0.92 cm with a 35° angle
b) the earth	CSA C22.3 no 1 — 1970 at 200° F (95° C max.)
Grounding of supports	Continuous conterpoise or ground rod at each support.

Annexe IX

Ligne internationale de transport d'électricité

Évaluation des coûts d'immobilisations

A — Ligne internationale de transport d'électricité à 120 kV Bedford/Highgate

Environnement	150 000
Ingénierie	980 000
Acquisition	350 000
Construction	2 430 000
Administration et intérêts	590 000
	4 500 000

B — Poste Bedford

Départ d'artère à 120 kV batterie de condensateurs et disjoncteurs	1 935 000

C — Installations connexes

Modifications et additions à divers postes: batterie de condensateurs, modification de la protection et addition d'un disjoncteur 120 kV	1 225 000
Coût de devancement de la ligne Iberville / Saint-Sébastien	500 000
	1 725 000
GRAND TOTAL A + B + C	**8 160 000 $**

Appendix IX

International Power Line

Assessment of Capital Costs

A — 120 kV International Power Line Bedford/Highgate

Environment	150 000
Engineering	980 000
Acquisition	350 000
Construction	2 430 000
Administration and interest	590 000
	4 500 000

B — Bedford Substation

120 kV terminal equipment, capacitor banks and circuit breakers	1 935 000

C — Other Facilities

Modifications and additions to various substations: capacitor banks, modification of the relay protection and addition of one 120 kV circuit breaker	1 225 000
Cost of advancement of the Iberville / Saint-Sébastien line	500 000
	1 725 000
GRAND TOTAL A + B + C	**$ 8 160 000**

Annexe X

PRÉEMPTION DES EXPORTATIONS

Procédure à suivre lorsqu'un service canadien d'électricité exercera son droit de préemption et devra payer le prix d'exportation comme prévu à la modalité 7 de l'Annexe XII (licence EL-169).

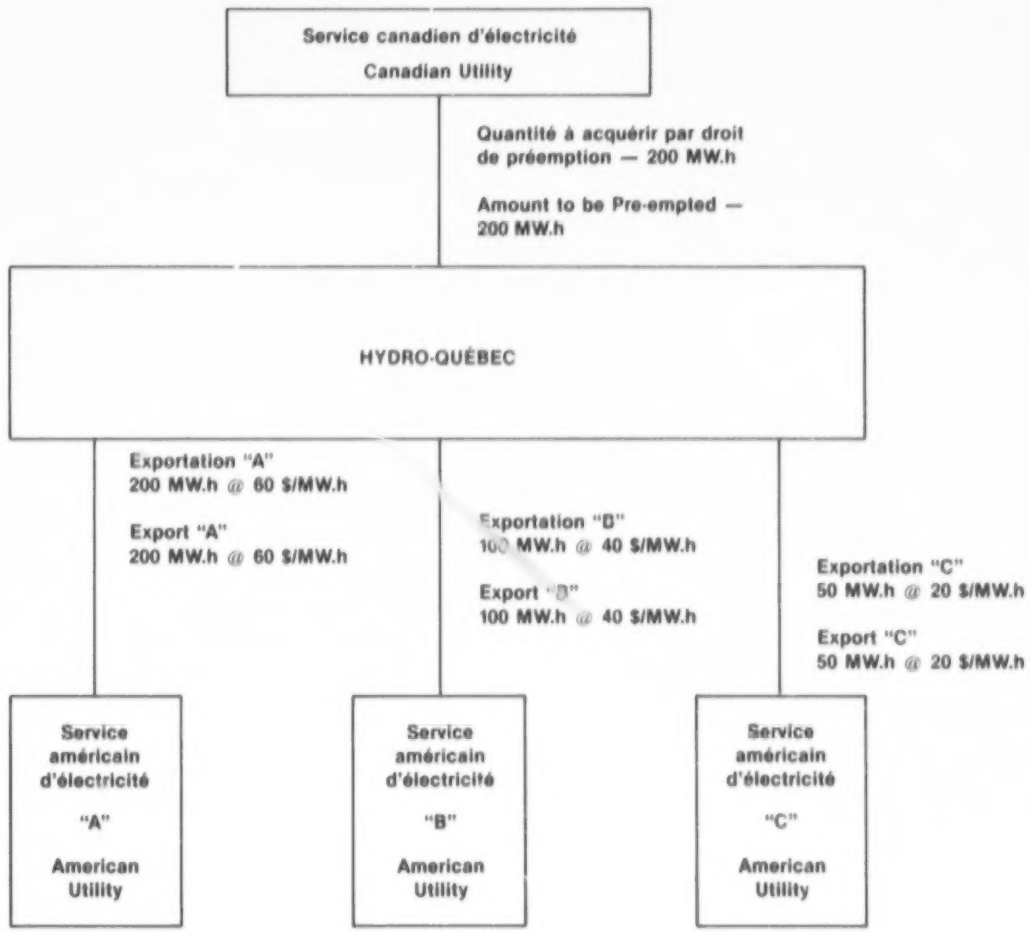
Hypothèse: Hydro-Québec ne disposerait pas suffisamment d'énergie excédentaire pour fournir le marché canadien et le marché d'exportation.

Appendix X

PRE-EMPTION OF EXPORT

Procedure to follow when a Canadian utility will pre-empt an export and have to pay the export price as defined in Condition 7 of Appendix XII (Licence EL-169).

Assumption: Hydro-Québec has insufficient surplus to supply the Canadian and the export markets



Prix exigé du service canadien (total 200 MW.h)

1e tranche 50 MW.h @ 20 $/MW.h
2e tranche 100 MW.h @ 40 $/MW.h
3e tranche 50 MW.h @ 60 $/MW.h

Price to Canadian Utility (total 200 MW.h)

1st block 50 MW.h @ 20 $/MW.h
2nd block 100 MW.h @ 40 $/MW.h
3rd block 50 MW.h @ 60 $/MW.h

Annexe XI

Modalités de la licence d'exportation EL-168
Puissance et énergie garanties
— VERMONT DPS

1. La présente licence

   (a) entrera en vigueur à la plus éloignée des dates suivantes:

      (i) le 1er septembre 1985, ou

      (ii) le jour de mise en service de la ligne internationale de transport d'électricité à 120 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-22 qui sera délivré par l'Office, et

   (b) se terminera à la plus rapprochée des dates suivantes:

      (i) le 29 février 1996, ou

      (ii) 10 années après la date du début de l'exportation en vertu de la présente licence, ou

      (iii) la date d'expiration du Contrat d'électricité mentionné à la modalité 3 ci-après.

2. La classe de transfert entre services publics autorisée par la présente est le transfert en vue de la vente de puissance et d'énergie garanties.

3. La puissance et l'énergie qui seront exportées en vertu de la présente doivent être comme décrit dans le Contrat d'électricité garantie entre la détentrice de licence et le State of Vermont Department of Public Service daté du 25 juillet 1984, ci-après appelé "le Contrat d'électricité".

4. Relativement à la puissance et l'énergie qui seront exportées en vertu de la présente, la détentrice de licence ne doit pas, sans l'autorisation préalable de l'Office modifier, conclure toute entente pouvant remplacer, s'ajouter à, ou terminer le Contrat d'électricité.

Appendix XI

Terms and Conditions of Export Licence EL-168
Firm Power and Energy — Vermont DPS

1. The term of this licence

   (a) shall commence on the later of

      (i) 1 September 1985, or

      (ii) the in-service date of the 120 kV international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-22 to be issued by the Board, and

   (b) shall end on the earlier of

      (i) 29 February 1996, or

      (ii) 10 years from the date on which exports commence under this licence, or

      (iii) the termination date of the Power Contract referred to in Condition 3 hereafter.

2. The class of inter-utility export transfer authorized hereunder is sale transfers of firm power and energy.

3. The power and energy to be exported shall be that described in the Firm Power Contract between the Licensee and the State of Vermont Department of Public Service dated 25 July 1984, hereinafter referred to as the "Power Contract".

4. In relation to the power and energy to be exported hereunder, the Licensee shall not, without the prior approval of the Board, amend, terminate, or enter into any agreement in substitution for or in addition to the Power Contract.

5. La puissance et l'énergie qui seront exportées en vertu de la présente doivent être acheminées par la ligne internationale de transport d'électricité pour laquelle l'Office a délivré le certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-17 et par la ligne internationale de transport d'électricité à 120 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-22 qui sera délivré par l'Office.

6. La quantité totale de puissance qui peut être exportée en vertu de la présente ne devra en aucun temps dépasser 150 MW.

7. La quantité d'énergie qui peut être exportée en vertu de la présente durant toute Année contractuelle, c'est-à-dire du 1er septembre au 31 août, ne doit pas dépasser 1314 GW.h, sauf pour les Années contractuelles 1987-1988 et 1991-1992 où elle ne doit pas dépasser 1317,6 GW.h.

8. Le prix à être exigé par la détentrice de licence pour l'exportation faite en vertu de la présente ne doit pas être inférieur aux prix décrits aux articles 7.1 et 7.2 du Contrat d'électricité.

9. La détentrice de licence devra interrompre ou réduire la livraison de puissance et d'énergie prévue aux termes de la présente au moment et dans toute la mesure où cette puissance et cette énergie sont nécessaires pour alimenter toute charge garantie au Québec.

10. La détentrice de la licence devra, dans les 15 jours qui suivent la fin de chaque mois compris dans la période couverte par cette licence, déposer auprès de l'Office un rapport, selon toute modalité et forme que l'Office peut préciser, comprenant, pour le mois en question, les renseignements se rapportant aux transactions couvertes par la licence.

5. The power and energy to be exported hereunder shall be transmitted over the international power line for which the Board has issued Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-17 and the 120 kV international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Neccessity No. EC-III-22 to be issued by the Board

6. The quantity of power that may be exported hereunder shall not at any time exceed 150 MW.

7. The quantity of energy that may be offered for export hereunder in any contract year, 1 September to 31 August, shall not exceed 1314 GW.h, except for the contract years 1987-1988 and 1881-1992 where it should not exceed 1317.6 GW.h.

8. The price to be charged by the Licensee for exports made hereunder shall not be less than the prices defined in Sections 7.1 and 7.2 of the Power Contract.

9. The Licensee shall interrupt or curtail the delivery of power and energy hereunder whenever extent such power and energy is required to supply any firm load in Québec.

10. The Licensee shall, within 15 days after the end of each month during the term of this licence, file with the Board a report, in such form and detail as the Board may specify, pertaining to transactions under the licence in that month.

Annexe XII

Modalités de la licence d'exportation EL-169 Puissance et énergie interruptibles — VERMONT DPS

1. La présente licence entrera en vigueur le 1er septembre 1985 et se terminera le 29 février 1996.

2. Les classes de transferts entre services publics autorisées par la présente sont des transferts en vue de la vente, d'échange et d'ajustement de puissance et d'énergie interruptibles.

3. La puissance et l'énergie qui seront exportées en vertu de la présente doivent être acheminées par la ligne internationale de transport d'électricité pour laquelle l'Office a délivré le certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-17 et par la ligne internationale de transport d'électricité à 120 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-22 qui sera délivré par l'Office.

4. La quantité de puissance qui peut être exportée en vertu de la présente ne doit pas dépasser 200 MW moins toute quantité de puissance garantie exportée conformément à la licence EL-168 qui sera délivrée par l'Office.

5. La quantité d'énergie qui peut être exportée en vertu de la présente, durant toute période de 12 mois consécutifs durant toute la durée de la licence, ne doit pas dépasser 1 752 GW.h moins toute quantité d'énergie garantie exportée durant la même période de 12 mois conformément à la licence EL-168 qui sera délivrée par l'Office.

6. La détentrice de licence ne doit pas exporter de puissance ou d'énergie en vertu de la présente au moment et dans toute la mesure où cette énergie est nécessaire pour alimenter

   (a) toute charge garantie du réseau de la détentrice de licence,

Appendix XII

Terms and Conditions of Export Licence EL-169 Interruptible Power and Energy — Vermont DPS

1. The term of this licence shall commence 1 September 1985, and shall end on 29 February 1996.

2. The classes of inter-utility export transfer authorized hereunder are sale, equichange and adjustment transfers of interruptible power and energy.

3. The power and energy to be exported hereunder shall be transmitted over the international power lines for which the Board has issued Certificate of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-17 and the 120 kV international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-22 to be issued by the Board.

4. The quantity of power that may be exported hereunder shall not exceed 200 MW less any amount of power exported pursuant to the licence EL-168 to be issued by the Board.

5. The quantity of energy that may be exported hereunder shall not exceed 1 752 GW.h in any consecutive 12-month period throughout the term of the licence less any amount of energy exported during the same 12-month period pursuant to the licence EL-168 to be issued by the Board.

6. The Licensee shall not export power or energy hereunder whenever and to whatever extent such power or energy is required to supply

   (a) the Licensee's firm load requirements

(b) toute charge garantie d'un service canadien d'électricité directement interconnecté avec le réseau de la détentrice de licence qui ne dispose pas de capacité de production suffisante pour rencontrer sa propre charge garantie, ou

(c) tout service canadien d'électricité directement interconnecté avec le réseau de la détentrice de licence qui désire acheter toute la puissance ou toute l'énergie ou une partie de l'une ou de l'autre au plus élevé des prix suivants:

(i) le prix négocié selon la convention d'interconnexion appropriée entre la détentrice de licence et ledit service canadien, ou

(ii) le prix d'exportation défini à la modalité 7,

après avoir tenu compte de toutes les différences dans le coût de livraison de la puissance ou de l'énergie à partir du réseau de la détentrice de licence au dit service canadien d'électricité plutôt qu'au client d'exportation.

7. Le prix d'exportation mentionné à la modalité 6(c)(ii), que la détentrice de licence pourrait exiger d'un service canadien d'électricité directement interconnecté avec son réseau qui désire acheter toute la puissance ou toute l'énergie ou une partie de l'une ou l'autre, qui serait ou qui sont exportées en vertu de la présente, doit être le prix d'exportation le plus bas obtenu par la détentrice de licence pour une quantité égale d'énergie interruptible exportée aux termes d'une entente d'interconnexion avec un service américain au moment même où ledit service canadien voudrait exercer son droit de préemption. Pour établir ce prix, les exportations devront être interrompues en suivant l'ordre croissant des prix jusqu'à ce que la demande au Canada soit satisfaite.

8. Le prix à être exigé par la détentrice de licence pour l'exportation faite en vertu de la présente à titre de transfert en vue de la vente ne doit pas être inférieur au prix calculé selon la méthode établie pour la catégorie de transaction applicable dans la Convention d'interconnexion datée du 25 juillet 1984 entre le State of Vermont Department of Public Service et la détentrice de licence ci-après appelée "la Convention d'interconnexion".

(b) any firm load of a Canadian electrical utility directly interconnected with the Licensee's system which lacks generating capacity to meet such firm load, and

(c) any Canadian electrical utility directly interconnected with the Licensee's system willing to buy part or all of the power or energy on similar terms and conditions and at the higher of

(i) the price under the relevant interconnection agreement between the Licensee and the said Canadian utility, or

(ii) the export price as defined in Condition 7 hereafter,

adjustments having been made corresponding to any differences in the cost on the Licensee's system of delivering the power or energy to the said Canadian electrical utility instead of to the export customer.

7. The export price referred to in Condition 6(c)(ii), that could be charged to a Canadian electrical utility directly interconnected with the Licensee willing to buy part or all of the power or energy to be or being exported hereunder, shall be the lowest price obtained by the Licensee for an equal amount of interruptible energy exported under an interconnection agreement with any American utility at the time the said Canadian utility would be pre-empting. To derive this price, exports shall be pre-empted in order of increasing price until Canadian requirements are met.

8. The price to be charged by the Licensee for exports made hereunder as sale transfers shall be not less than the price calculated according to the method set forth for the applicable classification of transaction in the Interconnection Agreement dated 25 July 1984 between the Licensee and the State of Vermont Department of Public Service hereinafter referred to as the "Interconnection Agreement".

9. L'exportation de puissance et d'énergie faite en vertu de la présente doit être conforme à la Convention d'interconnexion et la détentrice de licence ne doit pas, sans l'autorisation préalable de l'Office modifier, conclure toute entente pouvant remplacer, s'ajouter à, ou terminer ladite Convention d'interconnexion.

10. Lorsque l'énergie électrique exportée en vertu de la présente est produite par la combustion de mazout, le prix du combustible utilisé dans l'incrément du coût inclus dans la formule d'établissement du prix de l'énergie doit être,

    (a) lorsqu'il s'agit de mazout importé ou dérivé du brut importé, le prix payé par la détentrice de licence à l'importateur, plus le montant dont ce prix a été réduit grâce au paiement de tout subside ou toute compensation de la part de tout ordre de gouvernement au Canada, et

    (b) lorsqu'il s'agit de mazout canadien, le prix d'exportation dudit mazout canadien, y compris toute redevance à l'exportation.

1. La détentrice de licence doit déposer immédiatement auprès de l'Office un rapport pour chaque décision prise par le Comité d'exploitation décrit à l'article VIII de la Convention d'interconnexion, suite aux décisions existantes, relativement au prix de la puissance ou de l'énergie à être exportée en vertu de la présente.

2. Le prix à être exigé par la détentrice de licence pour les ventes d'énergie supplémentaire ou de conservation ou d'énergie tertiaire faites conformément à la Convention d'interconnexion ne doit pas être inférieur à:

    (a) lorsqu'il s'agit d'énergie thermique ou nucléaire, II0 pour cent de l'incrément du coût de production tel que défini à l'Annexe II de la Convention d'interconnexion,

    (b) lorsqu'il s'agit d'énergie hydraulique, le prix déterminé selon la formule de partage des économies, (C + V)/2, lorsque C correspond à l'incrément du coût de production de l'énergie hydraulique sur le réseau de la détentrice de licence et V correspond au décrément du coût de production de l'acheteur tel que défini dans l'Annexe II de la Convention d'interconnexion.

9. Exports of power and energy made hereunder shall be in accordance with the Interconnection Agreement and the Licensee shall not, without the prior approval of the Board, amend, terminate, or enter into any agreement in substitution for or in addition to the Interconnection Agreement.

10. When electric energy exported hereunder is generated by the burning of fuel oil, the fuel price to be included in the incremental cost used in the formula for deriving the price of the energy exported shall be

    (a) for imported fuel oil, or fuel oil made from imported crude, the price paid by the Licensee, plus the amount by which that price was reduced by any subsidy or compensation payment from any level of government in Canada, and

    (b) for fuel oil made from Canadian crude, the export price of such Canadian fuel oil, including any export charge.

11. The Licensee shall forthwith file with the Board a report of each decision on the pricing of power or energy to be exported hereunder which is made subsequent to the date of the existing decisions by the Operating Committee described in Article VIII of the Interconnection Agreement.

12. The price to be charged by the Licensee for sale of supplemental or conservation energy and tertiary energy made under the Interconnection Agreement, shall not be less than

    (a) in the case of thermal or nuclear generated energy 110 percent of the incremental production cost as defined in Supplement II of the Interconnection Agreement

    (b) in the case of hydro-electric energy the price determined from the split savings formula, (C+V)/2, where C is equivalent to the Licensee's incremental production cost for hydro-electric energy and V is equivalent to the buyer's decremental production cost as defined in Supplement II of the Interconnection Agreement.

13. La détentrice de licence doit rapporter immédiatement à l'Office, par télex ou par le moyen le plus rapide disponible au moment où la vente est faite, tous les détails relativement à chaque vente d'énergie supplémentaire ou de conservation, ou d'énergie tertiaire faite en vertu de la Convention d'interconnexion.

14. La détentrice de la licence devra, dans les 15 jours qui suivent la fin de chaque mois compris dans la période couverte par cette licence, déposer auprès de l'Office un rapport, selon toute modalité et forme que l'Office peut préciser, comprenant, pour le mois en question, les renseignements se rapportant aux transactions couvertes par la licence.

13. The Licensee shall forthwith report to the Board, by telex or by the most expeditious means available at the time the sale is made, the full details of each sale of supplemental or conservation energy and tertiary energy made under the Interconnection Agreement.

14. The Licensee, within 15 days after the end of each month during the term of this licence, shall file with the Board a report, in such form and detail as the Board may specify, setting forth for that month information pertaining to transactions under the licence.

Annexe XIII

Modalités du certificat de commodité et de nécessité publiques No EC-III-22

Ligne internationale de transport d'électricité à 120 kV

1. Hydro-Québec sera propriétaire et exploitant de la ligne internationale de transport d'électricité devant être construite conformément au présent certificat.

2. La ligne internationale de transport d'électricité doit être constituée d'une ligne monoterne triphasée avec un conducteur ACSR d'une grosseur de 795 MCM par phase, isolée pour 120 kV et fonctionnant à 60 Hz et montée sur des portiques en bois.

3. La ligne internationale de transport d'électricité s'étendra sur une distance d'environ 17,6 km entre le poste Bedford et un point de la frontière internationale situé à 450 m à l'est de la borne internationale 620A dans la municipalité de Saint-Armand-Ouest, dans la province du Québec et devrait généralement suivre le tracé retenu comme décrit dans la demande d'Hydro-Québec.

4. La ligne internationale de transport d'électricité sera construite conformément à la norme C22.3, "Réseaux aériens et réseaux souterrains", de l'ACNOR.

5. Hydro-Québec doit, sauf autorisation ou ordonnance contraire de l'Office, appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, pratiques, recommandations et procédures de protection des terres agricoles et de l'environnement qui sont comprises dans la demande, les rapports environnementaux déposés dans le cadre de la demande, le "Code de l'environnement — 1981", ou produites autrement dans la preuve déposée auprès de l'Office ou approuvées aux termes des présentes modalités et ne peut provoquer ou autoriser une modification quelconque desdites politiques, pratiques, recommandations et procédures sans l'approbation préalable de l'Office.

Appendix XIII

Terms and conditions for Certificate of Public Convenience and Necessity No EC-III-22 120 kV International Power Line

1. The international power line to be constructed pursuant to this certificate shall be owned and operated by Hydro-Québec.

2. The international power line shall consist of one three-phase circuit with one 795 MCM ACSR conductor per phase insulated for 120 kV, operating at 60 hertz supported on wood-pole structures.

3. The international power line shall extend from the Bedford substation a distance of approximately 17.6 km to a point on the international boundary line located 450 m east of international marker 620A in the municipality of Saint-Armand-Ouest in the Province of Québec and should generally follow the preferred route described by Hydro-Québec in the Application.

4. The international power line shall be constructed in accordance with Canadian Standards Association standard C22.3, "Overhead Systems and Underground Systems".

5. Hydro-Québec shall, unless otherwise authorized or ordered by the Board, implement or cause to be implemented all of the policies, practices, recommendations and procedures for the protection of farmlands and the environment included in the Application, the environmental reports filed as part of the Application, the "Code de l'environnement — 1981", or as otherwise adduced in evidence before the Board or approved pursuant to these Terms and Conditions, and shall not cause or permit any change to the said policies, practices, recommendations and procedures without the prior approval of the Board.

6. Hydro-Québec doit déposer, pour approbation par l'Office, avant le début de la construction, un cahier des mesures de mitigation pour réduire les impacts environnementaux causés par la construction de la ligne internationale de transport d'électricité. Ce document pourrait être semblable à celui qui doit être présenté à la Commission de Protection du Territoire Agricole du Québec.

7. Hydro-Québec doit déposer auprès de l'Office, au plus tard un an après le début de l'exploitation des installations ou à toute autre date devant être déterminée par l'Office, un rapport satisfaisant ce dernier et décrivant la mise en œuvre des politiques, des pratiques, des recommandations et des procédures dont il est fait mention à la modalité 5, y compris une évaluation de l'efficacité desdites politiques, pratiques, recommandations et procédures.

8. Hydro-Québec doit, tant pendant qu'après la construction des installations autorisées par les présentes, surveiller les répercussions de la construction sur les terres agricoles et l'environnement, et doit,

   a) un an après le début de l'exploitation des installations, et

   b) avant le 31 décembre de l'année qui correspond à la deuxième saison agricole terminée après le début de l'exploitation des installations ou à toute date ultérieure devant être fixée par l'Office,

   déposer des rapports satisfaisant l'Office et décrivant les répercussions observées et les mesures prises ou devant être prises pour atténuer tout endommagement à long terme provoqué par la construction.

9. Hydro-Québec doit déposer une description et un schéma des installations de compteurs proposées en rapport avec la ligne internationale de transport d'électricité pour les faire approuver par l'Office. Cette approbation doit être obtenue avant la mise en place de ces installations.

10. Hydro-Québec ne doit faire aucun changement à la ligne internationale de transport d'électricité telle que définie à la modalité 2 ni aux installations de compteurs connexes, sans l'approbation préalable de l'Office.

11. Si la ligne internationale de transport d'électricité n'a pas été mise en service avant le 1er septembre 1986, le certificat expirera à cette date ou à toute autre date ultérieure pouvant être déterminée par l'Office après dépôt d'une demande à cet effet.

6. Hydro-Québec shall submit to the Board for approval prior to commencement of construction, a description of the mitigation procedures to minimize environmental impacts associated with installation of the international power line. This may be in the same form required by the Commission de Protection du Territoire Agricole du Québec.

7. Hydro-Québec shall file with the Board, not later than one year after the commencement of operation of the facilities or at a date to be set by the Board, a report satisfactory to the Board describing the implementation of the policies, practices, recommendations and procedures referred to in Condition 5 including an assessment of the effectiveness of the said policies, practices, recommendations and procedures.

8. Hydro-Québec shall, both during and after the construction of the facilities authorized hereunder, monitor the effects of the construction on farmlands and the environment, and shall,

   (a) within one year after the commencement of operation of the facilities, and

   (b) prior to 31 December of the year of the second complete agricultural growing season after the commencement of operation of the facilities, or at a later date to be set by the Board,

   submit reports satisfactory to the Board describing the effects observed and the actions taken or to be taken to mitigate any long-term damage caused by the construction.

9. Hydro-Québec shall file a description and diagram of the metering facilities proposed in association with the international power line for approval of the Board, which approval shall be obtained before the metering facilities are installed.

10. Hydro-Québec shall not make any change in the international power line as defined in Condition 2 or in the associated metering facilities without the prior approval of the Board.

11. If the international power line has not been placed in operation by 1 September 1986, the certificate shall expire on that date or upon such later date as may, upon an application, be fixed by the Board.